Conseil national de recherches Canada
National Research Council Canada

Division de l'énergie
Division of Energy

Programme d'énergie éolienne
Wind Energy Program

TM-WE-34

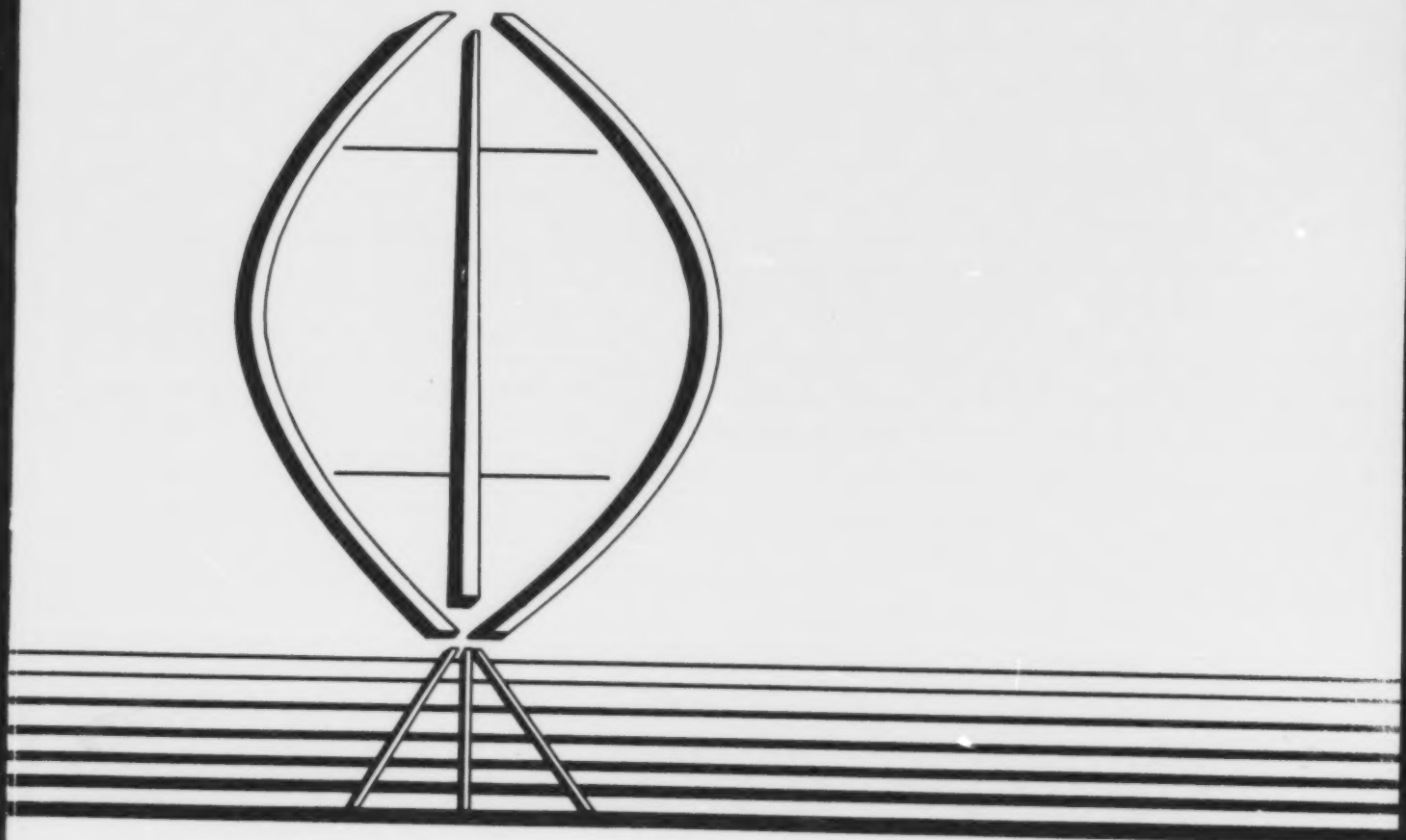
(Available in English)

Rapport du programme

Recherche et développement sur l'énergie éolienne au Conseil national de recherches du Canada 1975-1985

M.S. Chappell

Octobre 1986



Canada

CNRC nº 27460

88-04446/

Ce projet a reçu l'appui du Comité (fédéral interministériel) de la recherche et du développement énergétiques (CRDE).

This project was supported by the Federal Panel on Energy R&D (PERD).

Copyright 1987 par
Conseil national de recherches du Canada

De courtes citations et la reproduction de figures et tableaux du présent rapport sont autorisées sous réserve que la source en soit clairement mentionée.

Copyright 1987 by
National Research Council of Canada

Permission is granted to quote short excerpts and to reproduce figures and tables from this report, provided that the source of such material is fully acknowledged.

Des exemplaires du rapport et d'autres publications de la Division de l'énergie peuvent être obtenus par courrier sur le paiement d'avance des droits requis (règlement par mandat de banque, mandat-exprès, mandat-poste ou chèque payables au Receveur général du Canada, crédit du CNRC) à l'adresse suivante:

Bureau de vente et diffusion des publications
Conseil national de recherches du Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0R6

Prix unitaire: Gratuit

Copies of this and other publications of the Division of Energy may be obtained by mailing the appropriate remittance (a Bank, Express, or Post Office Money Order, or a cheque made payable to the Receiver General for Canada, credit NRC) to

Publication Sales and Distribution Office
National Research Council of Canada
Ottawa, Ontario
K1A 0R6

Price: Free

Available in English, NRCC No. 27459

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

AU

CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES DU CANADA

1975 - 1985

M.S. CHAPPELL

TM-WE-034
CNRC 27460

JUILLET 1986

Le présent rapport a été préparé par M.S. Chappell à partir des résultats obtenus par l'équipe de recherche et développement sur l'énergie éolienne du CNRC, ainsi que des résultats des projets de R et D à forfait menés par des organismes provinciaux et privés au Canada entre 1975 et 1985. L'équipe du CNRC, au cours de cette période, était composée des personnes suivantes :

M.S. Chappell
N.A. Dinovitzer
J.C.W. Heseltine
H.H. Kelland
J.G. Keller
M.J. Nituch
T. Onno
P.J. Penna
R.S. Rangi
R.G. Richards
P.J. South
R.J. Templin

Le chapitre 8 a été rédigé par Monique Carpentier, Direction des énergies renouvelables, Énergie, Mines et Ressources Canada.

Le rapport est dédié à la mémoire d'Eric Wright qui a perdu la vie au cours des travaux de mise au point de la technologie éolienne.

M. S. Chappell
Juillet 1986

TABLE DES MATIÈRES

		Page
RÉSUMÉ		xi
1.0	INTRODUCTION	1
	1.1 Les débuts au Conseil national de recherches du Canada	1
	1.2 Évolution du programme de recherche fédéral	3
	1.3 Infrastructure du Programme de R et D sur l'énergie éolienne	4
2.0	LE PROGRAMME DE R ET D SUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	7
	2.1 Objectifs	7
	2.2 Portée et orientation	7
	2.3 Structure et gestion	9
	2.4 Niveau d'effort	10
	2.5 Relation avec les autres programmes gouvernementaux	12
	2.6 Collaboration internationale	14
3.0	ÉVALUATION DES RESSOURCES ET DES SITES D'IMPLANTATION	20
	3.1 Caractéristiques fondamentales du vent en temps que source d'énergie	20
	3.2 Quantification de l'énergie éolienne sur un site donné	24
	3.3 Données météorologiques historiques	25
	3.3.1 Les archives climatologiques nationales du Service de l'environnement atmosphérique	25
	3.3.2 Normales climatiques du Canada relatives au vent	26
	3.3.3 Analyse des données sur l'énergie éolienne au Canada	26
	3.4 Projets de calcul de profils du vent	28
	3.4.1 Normalisation à 10 m des vitesses du vent archivées	28
	3.4.2 Calcul du profil du vent jusqu'à 250 m	29
	3.4.3 Calcul du profil à partir du niveau du vent géostrophique	29
	3.4.4 Méthodes actuelles	30
	3.5 Projets d'évaluation des sites d'implantation	30
	3.5.1 Projet de comparaison des anémomètres	31
	3.5.2 Projet de prospection éolienne du Conseil national de recherches du Canada	31
	3.5.3 Choix du site pour le projet ÉOLE	32
	3.5.4 Évaluation du régime de vent pour les essais de la pompe éolienne DELTX	33
	3.5.5 Le sillage des éoliennes	34
	3.6 Collaboration internationale	34
	3.6.1 Évaluation de modèles pour le choix des sites d'implantation des éoliennes (Annexe II)	34

TABLE DES MATIÈRES (suite)

		Page
	3.6.2 Étude du flux de vent local sur une site vallonné potentiel (Annexe VI)	35
	3.6.3 Étude d'applications décentralisées de l'énergie éolienne (Annexe VIII)	36
4.0	SYSTÈMES DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	37
	4.1 Principales configurations	37
	4.2 Applications courantes des SCEE	39
	4.2.1 Systèmes à courant alternatif couplés au réseau	39
	4.2.2 SCEE à courant alternatif et à courant continu autonome	40
	4.2.3 Systèmes de pompage	41
	4.3 Caractéristiques fondamentales	41
	4.3.1 Performance et production d'énergie	42
	4.3.2 Optimisation du système	46
	4.3.3 Considérations structurales	48
	4.3.4 Techniques de régulation et de protection	51
5.0	RECHERCHE EXPÉRIMENTALE ET ANALYTIQUE AU CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES DU CANADA	56
	5.1 Recherches expérimentales	56
	5.1.1 Performance des éoliennes à axe vertical	56
	5.1.2 Couplage avec le réseau	57
	5.1.3 Dynamique structurale du rotor et aéroélasticité	59
	5.1.4 Aérofreins	61
	5.1.5 Caractéristiques statiques et dynamiques du profil d'aile	62
	5.2 Méthodes analytiques	63
	5.2.1 Prévision de la performance des EAV	63
	5.2.2 Espacement des éoliennes dans de grands parcs	64
	5.2.3 Prévision de la durée de vie en fatigue	66
6.0	ESSAIS ET NORMES	68
	6.1 Le Centre d'essais éoliens de l'Atlantique	68
	6.2 Le Centre d'essais de pompes éoliennes de Lethbridge	70
	6.3 Réunions internationales des représentants de centres d'essais de petits SCEE	71
	6.4 Normes et lignes directrices de l'Association canadienne de normalisation	73
	6.5 Normes internationales	75
7.0	PROJETS D'ESSAIS SUR LE TERRAIN	76
	7.1 Premiers travaux au Conseil national de recherches du Canada	76
	7.2 Début de la participation industrielle	76

TABLE DES MATIÈRES (suite)

		Page
7.3	Le projet des Îles-de-la-Madeleine	76
7.4	Les projets de 50 kW	78
7.4.1	Holyrood I	81
7.4.2	Holyrood II	81
7.4.3	Installation de Swift Current	81
7.4.4	Installations de Christopher Point et de Churchill	83
7.5	Systèmes vent-diesel	84
7.5.1	Introduction	84
7.5.2	Projet de 12 kW sur l'Île de Toronto	85
7.5.3	Les projets de Sudbury	86
7.5.4	Simulations informatisées des systèmes vent-diesel	88
7.6	L'EAV de 500 kW d'INDAL Technologies Inc. au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique	90
7.7	EAV de 125 kW peu coûteuse	92
7.8	Pompe éolienne à pales delta	94
7.8.1	Introduction	94
7.8.2	Essais des pompes éoliennes WP-20 et WP-50	94
7.9	EAV de l'ordre du mégawatt	95
7.9.1	Études préliminaires	95
7.9.2	Définition d'un projet de prototype	97
7.9.3	Projet ÉOLE	99
8.0	AUTRES PROJETS CANADIENS SUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	103
8.1	Initiative nationale en matière d'économies d'énergie et d'énergies de remplacement	103
8.1.1	Programme de R&D sur l'énergie éolienne	103
8.1.2	Démonstrations de projets spéciaux	104
8.1.3	Programme de démonstrations dans les collectivités éloignées	104
8.2	Projets universitaires	105
8.3	Autres projets importants	106
8.3.1	Projet Hall Beach	106
8.3.2	Projet Winisk	107
8.3.3	L'installation Sinnott - Monitorage de TransAlta Utilities	107
9.0	ÉTAT ACTUEL DE LA TECHNOLOGIE CANADIENNE DES SCEE	109
9.1	Performance	110
9.2	Intégrité structurale	111
9.3	Ingénierie des systèmes	112
9.4	Systèmes de régulation et de protection	114
9.5	Fiabilité	115
9.6	Exigences en matière d'exploitation et de maintenance	116

TABLE DES MATIÈRES (suite)

		Page
10.0	RENTABILITÉ DES COÛTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	117
10.1	Coût des SCEE	117
10.1.1	Investissement	118
10.1.2	Coût du SCEE par unité de surface	118
10.1.3	Frais d'exploitation et de maintenance	118
10.2	Méthodes de calcul économique	119
10.2.1	Calculs avec un taux d'annuité fixe	119
10.2.2	Analyse des valeurs actualisées	120
10.3	Rentabilité des SCEE	120
11.0	TECHNOLOGIE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LES AUTRES PAYS	126
11.1	Danemark	126
11.2	Allemagne	128
11.3	Italie	128
11.4	Japon	129
11.5	Pays-Bas	130
11.6	Suède	131
11.7	Royaume-Uni	133
11.8	États-Unis	134
11.8.1	La ruée vers le vent en Californie	136
12.0	PERSPECTIVES ET PRIORITÉS POUR LA TECHNOLOGIE ÉOLIENNE CANADIENNE	141
12.1	Perspectives nationales	141
12.2	Perspectives d'exportation	142
12.3	Priorités	143
13.0	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	145
14.0	RÉFÉRENCES	148
14.1	Rapports du Conseil national de recherches du Canada	148
14.2	Rapports du Centre d'essais éoliens de l'Atlantique	156
14.3	Rapports du Service de l'environnement atmosphérique	161
14.4	Références de l'Agence internationale de l'énergie	165
14.5	Rapports d'entrepreneurs 14.6 Références Générales	174
14.6	Références Générales	179

LISTE DES FIGURES

1	Éolienne à axe vertical, CNRC, circa 1966	2
2	Fonds alloués au CRDE pour la R et D énergétiques	5
3	Ventilation des fonds du CRDE	6

LISTE DES FIGURES (suite)

		Page
4	Fonds alloués à la R et D sur l'énergie éolienne	6
5	Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur au-dessus du sol	21
6	Moyennes de la vitesse du vent pendant différentes périodes de temps	22
7	Distribution de probabilité de la vitesse du vent	23
8	Carte éolienne de la densité d'énergie moyenne annuelle	27
9	Éléments d'un système de conversion de l'énergie éolienne	38
10	Courbe classique de performance d'un SCEE	42
11	Performance non dimensionnelle de divers types d'éoliennes	43
12	Calcul de l'énergie fournie par un SCEE	45
13	Effet du coefficient de Weibull k sur l'énergie produite par un SCEE	45
14	Effets de la puissance spécifique sur l'énergie produite en fonction de la vitesse du vent: (a) énergie annuelle produite par unité de surface balayée, (b) énergie produite relative	47
15	Diagramme de Campbell montrant les caractéristiques dynamiques structurales d'une EAV (à partir de la référence E-20)	49
16	Centre d'essais éoliens de l'Atlantique	68
17	Centre d'essais de pompes éoliennes de Lethbridge	70
18	EAV de 224 kW des Îles-de-la-Madeleine (Québec)	77
19	Schéma du module de puissance d'une EAV de 50 kW	80
20	EAV de 50 kW installée à Churchill (Manitoba)	80
21	Courbe de puissance de l'EAV de 50 kW de Churchill (Manitoba)	83
22	Groupe électrogène diesel assisté d'un aérogénérateur de 100 kW, Sudbury (Ontario)	87
23	EAV Aquilo de 500 kW au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique	91
24	EAV Adecon de 500 kW au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique	93
25	Pompe éolienne WP-50 à l'usine Abax, Calgary (Alberta)	95
26	Projet ÉOLE : éléments constitutifs et dimensions	99
27	Organisation du projet ÉOLE	100
28	EAV ÉOLE de 4 MW à Cap Chat (Québec)	101
29	Coût de l'énergie fournie par les SCEE	121
30	Graphiques de performance et de rentabilité des SCEE	123
31	Objectifs de cinq ans du programme américain de R et D sur la technologie éolienne (à partir de la référence F-12)	137
32	Emplacements des fermes éoliennes en Californie	138
33	Projets de fermes éoliennes en Californie	139

LISTE DES TABLEAUX

		Page
1	Structure de la R et D énergétiques du gouvernement fédéral 1975-1980	3
2	Éléments du programme canadien de R et D sur l'énergie éolienne	10
3	Fonds alloués par le gouvernement fédéral à la recherche et au développement sur l'énergie éolienne	11
4	Annexes à l'accord de mise en oeuvre relatif à la R et D sur les SCEE de l'AIE	15
5	Réunions des spécialistes de l'accord de l'AIE sur les SCEE de grande puissance	16
6	Pays membres du groupe des SCEE de grande puissance de l'AIE et projets à grande échelle	17
7	Vitesses du vent mensuelles moyennes (m/s) sur les sites possibles du projet ÉOLE	33
8	Réunions internationales des représentants de centres d'essais de SCEE	72
9	Participants aux réunions internationales des représentants de centres d'essais de SCEE (31/12/85)	72
10	Résumé de la performance cumulative d'une EAV de 50 kW lors d'essais sur le terrain (période se ter le 31 décembre 1985)	82
11	Programme de démonstrations dans les collectivité éloignées (PDCE) PHASE I	105
12	Installations éoliennes en californie	139
13	Production éolienne en Californie	140

RÉSUMÉ

La recherche sur l'énergie éolienne a débuté au Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses du Conseil national de recherches du Canada en 1966. Les premiers efforts ont permis de valider les principes fondamentaux des éoliennes à axe vertical (EAV) et ont confirmé que ces éoliennes pouvaient servir à la production d'électricité. Après l'embargo pétrolier de 1973, des travaux de recherche et développement sur l'énergie éolienne ont été inclus dans le programme élargi de recherche énergétique du CNRC sous la direction du Comité (fédéral interministériel) de la recherche et du développement énergétiques (CRDE). Afin de maximaliser le transfert de technologie à l'industrie canadienne, la majeure partie des travaux ont été confiés au secteur privé, dans le cadre de contrats émis par le CNRC. Le CNRC a offert sa compétence technique pour planifier et diriger le programme ainsi que pour conseiller les entrepreneurs.

Pendant la décennie 1975-1985, le CNRC a poursuivi ses travaux de mise au point des EAV dans le cadre du Programme de R et D sur l'énergie éolienne. Les activités ont consisté en des essais de maquettes et en des essais sur le terrain de prototypes de taille plus importante, en coopération avec des utilisateurs potentiels comme des compagnies d'électricité. Une meilleure compréhension des caractéristiques fondamentales du vent et des systèmes de conversion de l'énergie a mené à la création de modèles analytiques qui ont permis d'élaborer des outils de conception et des techniques utilisables par l'industrie canadienne. Des prototypes commerciaux d'une puissance nominale de 0,5 MW étaient en cours d'essais, à l'automne 1984, lorsqu'il a été décidé de mettre fin aux activités de recherche énergétique liées au CRDE du CNRC.

Le présent rapport examine les aspects techniques et infrastructuraux du programme de R et D sur l'énergie éolienne du CNRC pendant la période 1975-1985. Il décrit la nature et l'étendue des ressources en énergie éolienne au Canada et résume ensuite les caractéristiques et relations fondamentales de la technologie. Il contient un résumé de l'état actuel de la technologie des éoliennes au Canada ainsi qu'une liste de priorités et de recommandations pour des travaux futurs. Une bibliographie importante permet une étude plus approfondie des aspects techniques. Enfin, des résumés des principaux travaux sur l'énergie éolienne menés par d'autres pays occidentaux permettent une mise en perspective des réalisations et possibilités canadiennes.

Le présent document ne se veut pas seulement le rapport condensé du programme de recherche et développement sur l'énergie éolienne du CNRC, mais aussi le point de départ de travaux futurs.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES DU CANADA 1975 - 1985

M.S. CHAPPELL

1.0 INTRODUCTION

1.1 Les débuts au Conseil national de recherches du Canada

Les travaux du CNRC sur l'énergie éolienne ont commencé de façon informelle au Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses de l'Établissement aéronautique national (EAN). En 1966, les ingénieurs en aérodynamique Raj Rangi et Peter South essayaient d'imaginer un moyen sûr et peu coûteux de produire des quantités d'énergie relativement faibles pour le pompage de l'eau, l'éclairage et les communications dans le but d'aider les pays en voie de développement à combattre la sécheresse, la famine et l'isolement dans les zones rurales. Il n'est pas surprenant qu'ils aient envisagé des systèmes basés sur des installations aérodynamiques capables de convertir l'énergie du vent en une forme plus facilement utilisable telle que l'énergie mécanique ou électrique. Cherchant à améliorer le moulin à vent traditionnel quelque peu complexe, avec son mécanisme qui était perché en haut d'une grande tour et qu'il fallait orienter en fonction du vent, Ranji et South ont conçu une éolienne à axe vertical (EAV) doté de pales réglables profilées en forme de cerceaux, qui est plus efficace que les EAV à facteur de plénitude élevé classiques. En plus d'être omnidirectionnelle, cette nouvelle éolienne permettait de concentrer tout l'équipement de conversion d'énergie au-dessous du rotor. En outre, le rotor à géométrie fixe présentait l'avantage d'être facile à fabriquer et à assembler en plus de posséder des commandes simples. Les chercheurs construisirent d'abord des maquettes à petite échelle rudimentaires (voir figure 1), puis le principe fut validé à plus grande échelle dans les souffleries du CNRC et sur le toit du Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses.

C'est au moment de breveter la nouvelle éolienne en 1967 qu'on découvrit les travaux de Georges Darrieus effectués il y a environ quarante ans en France. De fait, Rangi et South avaient "réinventé" l'éolienne à axe vertical de Darrieus et, bien plus, ils avaient développé et prouvé sa performance bien au-delà des travaux de l'inventeur initial (A-3, A-4).

Les recherches sur les caractéristiques aérodynamiques et structurales des EAV se sont poursuivies en sourdine au Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses à la fin des années 1960 et au début des années 1970. Au début, l'objectif restait la mise au point d'un équipement fiable et simple

Figure 1. Éolienne à axe vertical, CNRC, circa 1966.

capable de fournir de petites quantités d'énergie dans des régions éloignées de pays en développement. Des techniques analytiques furent élaborées (A-5) pour étendre et généraliser les mesures expérimentales de performance effectuées dans les souffleries et à l'extérieur (A-1, A-2). En 1973, les études des applications potentielles des EAV s'étaient élargies et portaient sur des installations électriques plus importantes de plusieurs centaines de kilowatts ainsi que sur des batteries d'éoliennes couplées aux réseaux de distribution d'électricité actuels.

L'embargo pétrolier de 1973 a sensibilisé les pays pour lesquels le pétrole est une source d'énergie essentielle, tel le Canada, à la vulnérabilité stratégique des importations de pétrole et au caractère fondamentalement épuisable des réserves globales de pétrole. Le Canada, comme la plupart des pays occidentaux industrialisés, s'est tourné rapidement vers l'étude de moyens de réduire la consommation de pétrole et d'intégrer d'autres sources d'énergie dans les réseaux de distribution nationaux. L'énergie éolienne était l'une des sources d'énergie renouvelable (ou inépuisable) dont on a étudié la faisabilité technique et économique dans le cadre d'un programme national de recherche et développement sur l'énergie (A-9).

1.2 Évolution du programme de recherche fédéral

À la suite de l'embargo pétrolier décrété par les arabes en 1973, le Cabinet a demandé au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) de former un groupe de travail sur la recherche et le développement énergétiques rassemblant des sous-ministres et des représentants d'organismes concernés par la R et D énergétiques. Le groupe de travail rejeta le principe d'un bureau central de R et D énergétiques en faveur d'un organisme coordonnateur à l'intérieur d'EMR, les projets de R et D étant gérés et menés dans un grand nombre de ministères et organismes existants. Les demandes initiales de nouveaux fonds furent émises après une étude des activités de R et D en cours et après l'approbation par le gouvernement du rapport *Une stratégie de l'énergie pour le Canada* (F-1).

En juillet 1975, le Comité (fédéral interministériel) de la recherche et du développement énergétiques (CRDE) a été formé dans le but d'étudier et d'évaluer les activités fédérales en matière de R & D énergétiques, d'harmoniser ces travaux de R et D avec la politique énergétique et de préparer des recommandations en ce qui concerne le niveau d'effort appro prié et la répartition des ressources. Des tâches et des programmes ont été définis de façon à mettre en évidence les divers domaines techniques concernés et à les traiter de façon équilibrée, comme le montre le tableau 1.

Tableau 1. Structure de la R et D énergétiques du gouvernement fédéral 1975-1980

Tâches	Programmes
I. Économies d'énergie	Bâtiments Transport etc.
II. Combustibles fossiles	Sables bitumineux et pétrole lourd Charbon etc.
III. Énergie nucléaire	Fission Fusion etc.
IV. Énergies renouvelables	Énergie hydraulique (non classique) Énergie solaire Énergie de la biomasse Énergie éolienne Énergie géothermique
V. Transport de l'énergie	Pipelines Lignes de transmission etc.

Un ministère ou organisme particulier à l'intérieur du CRDE a été chargé de la gestion de chaque tâche et un organisme responsable a été assigné à chaque programme. Ainsi, le CNRC a été chargé de la gestion de la tâche des énergies renouvelables et il est l'organisme responsable de huit programmes de R et D, dont le programme sur l'énergie éolienne.

Les bonds subséquents du prix international du pétrole en 1979 ont conduit à une deuxième série importante d'initiatives de R et D énergétiques en 1980, qui a constitué un élément du Programme énergétique national (F-2). Les combustibles liquides de remplacement, l'efficacité de l'utilisation de l'énergie, les nouvelles sources d'énergie et la technologie des ressources des régions pionnières ont fait l'objet d'une attention particulière. Le CRDE fut chargé de surveiller cette expansion du programme de R et D énergétiques et forma un réseau de comités de programmes visant à assurer une large participation des ministères et des spécialistes à tous les programmes techniques. Cette organisation a été maintenue jusqu'à la décision gouvernementale de réduire l'échelle et la nature du programme fédéral de R et D énergétiques à la fin de 1984.

Les fonds gouvernementaux alloués par l'intermédiaire du CRDE ont augmenté rapidement pendant la majeure partie de la décennie, comme le montre la figure 2. La ventilation parmi les différentes tâches est illustrée à la figure 3 et les sommes allouées à la R et D sur l'énergie éolienne sont données à figure 4.

1.3 Infrastructure du Programme de R et D sur l'énergie éolienne

En plus des programmes fédéraux de recherche sur l'énergie, les gouvernements provinciaux et les organismes subventionnant les universités ont soutenu financièrement les travaux scientifiques et techniques visant à réduire la demande en énergie et à comprendre et domestiquer de nouvelles formes d'énergie. Le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG) a cité l'énergie comme l'un des principaux domaines stratégiques dans lesquels il a offert des subventions aux chercheurs universitaires. Les ministères provinciaux de l'énergie ont fourni des ressources pour développer de nouvelles formes d'énergie et offrir des possibilités industrielles dans leurs régions respectives. Il convient particulièrement de signaler les projets fédéraux/provinciaux visant à évaluer les potentiels relatifs de diverses sources d'énergie de remplacement.

Pour permettre un suivi des travaux de R et D, le gouvernement fédéral a crée plusieurs programmes visant à encourager la démonstration et le déploiement des nouvelles technologies. On note en particulier les programmes suivants :

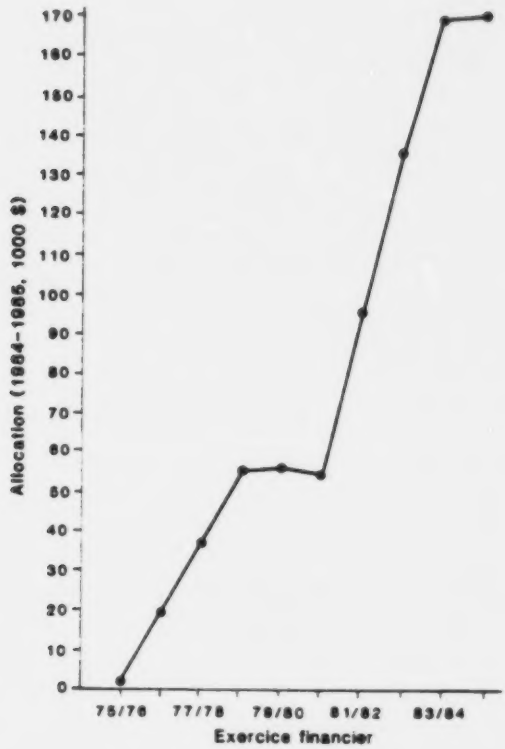


Figure 2. Fonds alloués au CRDE pour la R et D énergétiques.

- Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes
- Normes de consommation de carburant des véhicules automobiles
- Programme de l'énergie renouvelable dans l'industrie forestière
- Achat et utilisation d'équipement solaire
- Programme canadien de substitution du pétrole
- Energy Demonstration Program (ENERDEMO)

Le dernier de ces programmes a constitué un véhicule particulièrement approprié pour la mise en place de projets relatifs à l'utilisation de l'énergie éolienne dans les régions éloignées pendant la première moitié des années 1980.

Des stimulants industriels, tel le Programme de recherche et de développement énergétiques dans l'industrie ont aussi été offerts pour aider les fabricants canadiens à produire de l'équipement afin d'améliorer la viabilité commerciale des nouvelles technologies.

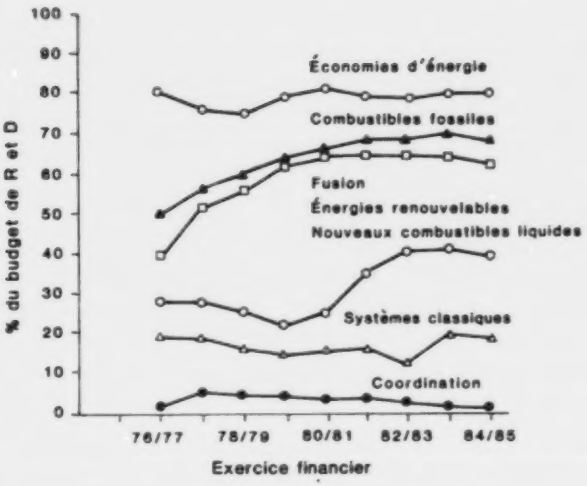


Figure 3. Ventilation des fonds du CRDE.

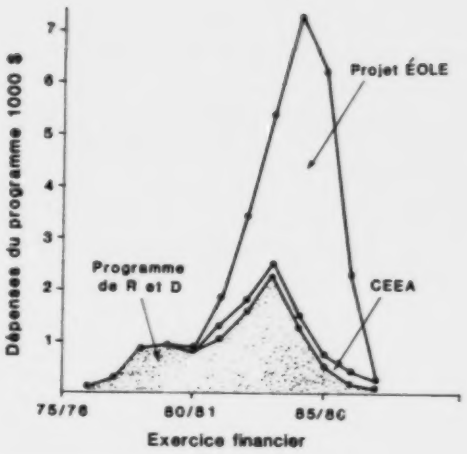


Figure 4. Fonds alloués à la R et D sur l'énergie éolienne.

Afin d'encourager l'adoption de nouveaux procédés et équipements plus efficaces et afin d'inciter les utilisateurs à considérer les technologies des énergies renouvelables, généralement capitalistiques, de nouvelles lois fiscales ont autorisé une dépréciation rapide pour certains types d'équipement. Malheureusement, ces stimulants qui s'appliquaient aux systèmes solaires n'ont pas été étendus aux systèmes de conversion de l'énergie éolienne, même si ces dispositifs étaient utilisés pour remplacer directement le pétrole. (Cette situation a été rectifiée dans le budget de février 1986).

2.0 LE PROGRAMME DE R ET D SUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

2.1 Objectifs

Initialement, la R et D sur l'énergie éolienne au Canada avait pour but de mettre au point des techniques permettant de fournir les petites quantités d'énergie nécessaires dans les zones rurales de pays en voie de développement. Cependant, au cours de la période 1975-1985, le programme a pris une orientation toute différente et la majeure partie de l'effort et des ressources a été consacrée à l'étude des ressources régionales et nationales en énergies de remplacement. Cet intérêt canadien pour les substituts du pétrole rejoignait ainsi l'attention croissante portée aux systèmes de conversion de l'énergie éolienne de grande puissance capables de fournir des quantités non négligeables d'énergie aux réseaux municipaux, régionaux ou nationaux. En conséquence, les principaux objectifs du Programme de recherche et de développement sur l'énergie éolienne du CNRC étaient les suivants :

- déterminer dans quelles circonstances l'énergie éolienne peut constituer une source d'énergie rentable au Canada

- établir la technologie des systèmes de conversion de l'énergie éolienne (SCEE) adaptée aux conditions canadiennes

- encourager et aider les initiatives des industries canadiennes dans le domaine de la conception et de la fabrication des SCEE tant pour le marché intérieur qu'international

- fournir une information technique objective sur les éoliennes et leurs applications aux usagers et fabricants potentiels de SCEE

2.2 Portée et orientation

Au milieu des années 1970, un grand nombre de pays industriels occidentaux ont entrepris des programmes de recherche et de développement dans le but d'étudier de nouvelles sources d'énergie, dont l'énergie éolienne. En Europe et en Amérique du Nord, les petits systèmes de conversion de l'énergie éolienne étaient largement utilisés dans les années 1920 et 1930, avant l'électrification extensive des campagnes. Cependant, dans le nouveau contexte, le défi était d'utiliser les connaissances scientifiques et techniques modernes pour mettre au point des systèmes de conversion de l'énergie éolienne capables de contribuer efficacement à l'approvisionnement régional ou national en énergie. De nombreux pays ont concentré leurs efforts sur des machines plus grosses et plus efficaces du type éoliennes traditionnelles avec pales à axe horizontal. Les chercheurs ont utilisé la théorie

aérodynamique moderne, les formes de profil d'aile et des méthodes d'analyse structurale dynamiques élaborées pour les hélices d'avion et les rotors d'hélicoptère pour concevoir des EAH de puissance nominale supérieure à 100 kW. Au Canada, le répertoire de ces techniques était limité, mais les recherches de l'EAN sur l'EAV de Darrieus étaient relativement avancées.

Étant donné l'étendue des réseaux de distribution de l'électricité, il était logique de penser que l'"aéroélectricité" était la meilleure façon d'intégrer l'énergie éolienne à l'approvisionnement régional et national en énergie. De plus, à moindre échelle, il était possible d'appliquer une technologie très similaire au groupe diesel utilisé dans les régions éloignées pour réduire directement la consommation de pétrole. Relativement à ces applications, les éoliennes à axe vertical de Darrieus de moyenne et grande puissance offraient de nombreux avantages :

- une performance comparable à celle des EAH
- une plus grande fiabilité et une meilleure rentabilité dues à la géométrie fixe et à la simplicité de la configuration
- une omnidirectionnalité, éliminant les dispositifs de commande du lacet
- le mécanisme de transmission au niveau du sol; cet avantage est particulièrement important pour les systèmes de grande puissance dont le mécanisme de transmission et le générateur peuvent peser plusieurs tonnes
- des pales de forme troposkien réduisant au minimum la contrainte de flexion centrifuge et simplifiant la conception structurale
- une aérodynamique permettant la régulation par décrochage, ce qui élimine les éléments à géométrie variable nécessaires à la régulation de la puissance de pointe par grand vent

Il fut aussi admis lors de la mise en place du programme canadien de RDEE que, pour utiliser au mieux les ressources disponibles, il était préférable de choisir soigneusement des projets d'étude spécifiques plutôt que de se lancer dans un vaste programme de recherches. Les connaissances canadiennes en matière de technologie des EAV, le potentiel technique et économique fondamental de ce type d'éolienne et l'intérêt manifesté par l'industrie canadienne pour la commercialisation de cette nouvelle technologie ont fortement influencé le CNRC dans sa décision de concentrer la recherche canadienne sur l'énergie éolienne dans ce domaine. Néanmoins, une grande partie de la recherche sur les systèmes, les dispositifs de régulation et les applications était largement applicable aux SCEE de toutes tailles et de toutes configurations.

Au début des années 1980, plusieurs étés secs ont entraîné un regain d'intérêt pour les pompes entraînées par des éoliennes utilisées pour l'irrigation et les abreuvoirs. Outre les éoliennes destinées aux fermes, il était possible d'envisager des machines beaucoup plus puissantes utilisables dans les stations d'irrigation régionales et dans les centrales hydroélectriques à accumulation par pompage. Suivant la voie tracée par le Fonds albertocanadien de recherches sur les ressources énergétiques, le CNRC a étendu ses activités de façon à inclure les normes et l'évaluation de ce type de SCEE.

2.3 Structure et gestion

Le programme canadien de R et D sur l'énergie éolienne comprend trois sous-programmes importants :

- évaluation des ressources et des meilleurs sites d'implantation
- recherche et développement de la technologie
- expérimentation sur le terrain et aide technique à l'industrie

Les principaux éléments de chacun de ces sous-programmes sont donnés au tableau 2 et les faits saillants sont analysés dans les chapitres subséquents.

La gestion du programme a été confiée à la Division de l'énergie du CNRC bien que la compétence en matière d'aérodynamique et d'ingénierie des systèmes reste concentrée au Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses de l'Établissement aéronautique national. En plus de la gestion des services hiérarchiques à l'intérieur du CNRC, le directeur de programme rendait compte à la structure fédérale intégrée de recherche sur l'énergie, techniquement par l'intermédiaire du coordonnateur du groupe de travail sur les énergies renouvelables et administrativement par l'intermédiaire du membre du CNRC siégeant au CRDE. Malgré une organisation apparemment compliquée, les membres du Programme canadien de R et D sur l'énergie éolienne ont pu travailler réellement en équipe en dépit de la diversité des intermédiaires.

Selon les directives du gouvernement, les travaux de recherche et développement fédéraux devaient être menés par des entreprises et organismes du secteur privé, dans le cadre de contrats. Cette politique s'est traduite par des subventions relativement importantes à des programmes de recherche à l'initiative du CRDE et par l'augmentation relativement limitée du personnel permise dans les organismes gouvernementaux chargés de la recherche. Par conséquent, la majorité des projets RDEE ont été menés à forfait par

Tableau 2. Éléments du programme canadien de R et D sur l'énergie éolienne

Évaluation des ressources et des meilleurs sites d'implantation
Coordonnation et adaptation des données existantes
Techniques de modélisation analytique et expérimentale
Étalonnage et déploiement des instruments de mesure
Évaluation du site et du potentiel en énergie éolienne
Recherche et développement de la technologie
Aérodynamique analytique et expérimentale des profils d'aile et des rotors
Élaboration et vérification de méthodes de conception structurale dynamiques
Mise au point de techniques de prévision de la performance et de la rentabilité du système
Étude de nouvelles techniques d'extraction de l'énergie
Soutien technique à des études importantes sur l'énergie éolienne
Expérimentation sur le terrain et aide technique à l'industrie
Étalonnage en soufflerie de maquettes de nouveaux types d'éoliennes et de petites éoliennes commerciales
Soutien au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Î.-P.-E.)
Six systèmes autonomes (applications spéciales)
Machines mixtes vent/diesel de 10 et 100 kW
Quatre systèmes de 50 kW couplés au réseau (pour les régions éloignées)
Systèmes de 125, 230 et 500 kW couplés au réseau (approvisionnement en énergie à l'échelle du réseau)
Conception, construction et évaluation d'une éolienne de l'ordre du mégawatt (projet ÉOLE)

des entreprises et organismes privés, le personnel du CNRC agissant comme conseillers techniques. Cette organisation a permis d'assurer un transfert de technologie efficace aux entreprises susceptibles de s'intéresser à l'exploitation commerciale de la technologie. Des projets conjoints d'essais sur le terrain ont permis une interaction avec des utilisateurs potentiels de la technologie éolienne. Les objectifs techniques des projets de R et D étaient soit fixés par le CNRC qui lançait ensuite un appel d'offres aux entrepreneurs intéressés, soit reçus (par l'intermédiaire du Ministère des Approvisionnements et Services) et évalués par le CNRC, sous la forme de propositions spontanées. Un comité du programme de l'énergie éolienne, comprenant la plupart des organismes fédéraux s'intéressant à la technologie éolienne, conseillait le directeur du Programme de l'énergie éolienne du CNRC.

2.4 Niveau d'effort

Avant 1973, les ressources fédérales consacrées à la recherche sur l'énergie éolienne au Canada étaient minimales. Les activités étaient confinées

à des projets non prioritaires au Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses du CNRC. Les fonds alloués ne dépassaient pas 10 000 $ par an et le personnel était inférieur à une année-personne. Entre 1973 et 1975, une fois reconnu le potentiel de la nouvelle technologie des EAV, les ingénieurs du CNRC South, Rangi et Templin consacrèrent pratiquement tout leur temps à l'énergie éolienne. Avec la mise sur pied du programme RDEE pendant l'exercice financier 1975/1976, le programme de l'énergie éolienne du CNRC devint officiellement une composante du groupe d'étude sur les énergies renouvelables et les fonds alloués atteignirent 60 000 $. Par la suite, les fonds ont augmenté régulièrement jusqu'en 1984/1985, année où le gouvernement décida que les ressources consacrées à la recherche sur l'énergie devraient être considérablement réduites et que le CNRC ne participerait plus au programme de recherches sur l'énergie du CRDE. Le tableau 3 indique les sommes allouées à la R et D sur l'énergie éolienne au cours de la décennie. La figure 4 illustre ces données.

L'escalade rapide des fonds, spécialement en 1977/1978 et de nouveau en 1981/1982, sans un accroissement concomitant du personnel, a conduit à une situation dans laquelle les chercheurs du CNRC ont consacré la majeure partie de leur temps à fournir des conseils et à suivre les recherches menées par d'autres. Par conséquent, peu de travaux de recherche ont pu être effectués au CNRC pendant toutes ces années. Une telle organisation est inappropriée dans les premières phases du développement d'une technologie, les chercheurs du CNRC étant les mieux placés pour connaître les fondements de cette technologie. La dicotomie entre un soutien financier en croissance rapide et une main-d'oeuvre technique insuffisante a nui à la plupart des programmes de R et D sur les énergies renouvelables à la fin des années 70 et au début des années 80. Ironiquement, la situation s'est finalement redressée en 1984, lorsque le gouvernement a éliminé pratiquement tous les efforts du CNRC dans ces domaines.

En plus du programme principal de recherches sur l'énergie éolienne, des fonds ont été alloués à deux projets spéciaux. En avril 1981, le CNRC et Hydro-Québec ont signé un accord pour la conception, la construction et

Tableau 3. Fonds alloués par le gouvernement fédéral à la recherche et au développement sur l'énergie éolienne.

	75/6	76/7	77/8	78/9	79/0	80/1	81/2	82/3	83/4	84/5	85/6	86/87
Programme 1000 $	60	100	282	882	948	681	1162	1549	1591	859	757	-
CEEA 1000 $	-	-	-	-	-	-	184	200	200	200	195	200[1]
ÉOLE 1000 $	-	-	-	-	-	158	461	1677	3599	6253	4548	904[1]
A.-P. CNRC	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2
A.-P. CRDE	0	0	0	0	0	0	4	5	7	7	3	0

[1] Valeur estimée.

l'évaluation d'un prototype d'EAV de 4 MW (Projet ÉOLE). La part de 50 % payée par le gouvernement est indiquée à la ligne "ÉOLE" au tableau 3. Plus tard la même année, le CNRC a signé un accord de 10 ans avec l'Institute of Man and Resources pour utiliser le Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (CEEA) sur l'Île-du-Prince-Édouard comme centre national de recherches expérimentales et d'essais des SCEE. Aucune augmentation de personnel n'a été prévue pour l'un ou l'autre de ces projets et la supervision a dû être intégrée à la tâche de l'équipe du CNRC.

2.5 Relation avec les autres programmes gouvernementaux

Les contacts entre le programme de R et D sur l'énergie éolienne du CNRC, les utilisateurs potentiels et les participants dans d'autres ministères fédéraux ont été établis principalement par l'intermédiaire du Comité (fédéral interministériel) de la recherche et du développement énergétiques (CRDE).

De même, les relations spéciales entre le CNRC et le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG) ont facilité la participation des universités à la mise au point des nouvelles technologies de l'énergie. De fait, l'énergie constitue l'un des cinq domaines de recherche stratégiques définis par le CRSNG.

Certains ministères fédéraux très intéressés par les problèmes énergétiques ont établi leurs propres programmes qu'ils ont coordonnés avec la structure tâches/programmes du CRDE. Quatre de ces programmes étaient particulièrement importants pour le RDEE.

Tout au long de la décennie, une étroite collaboration a été maintenue entre le programme RDEE du CNRC et le Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada (SAE/EC). Les spécialistes canadiens en météorologie et en aérodynamique du SAE/EC ont très largement contribué à la caractérisation des ressources éoliennes (voir chapitre 3). En plus de transformer les données archivées pour les mettre sous une forme plus facilement utilisable par les technologues en énergie éolienne, le SAE/EC a mené des recherches importantes sur les techniques analytiques de traitement des données sur le vent et de prévision des régimes des vents sur des sites particuliers ainsi que dans les domaines de l'instrumentation et des méthodes d'évaluation expérimentales des sites d'implantation.

À la fin des années 1970, Agriculture Canada a mis sur pied le Programme de R et D sur l'énergie dans le secteur agricole dans le but d'étudier les applications des énergies solaire et éolienne à l'agriculture. Des études (F-3) ont permis de conclure qu'il existait peu d'applications agricoles spécifiques de l'énergie éolienne et que, en ce qui concerne l'énergie stationnaire dans les fermes, la meilleure façon d'utiliser l'énergie éolienne

consistait à relier les aérogénérateurs aux réseaux électriques. Dans les dernières années, la sécheresse enregistrée dans les provinces de l'Ouest a ranimé l'intérêt pour les pompes éoliennes destinées à l'irrigation et à l'approvisionnement en eau pour les animaux. Des travaux de développement ont donc été entrepris dans ce domaine, principalement sous les auspices d'un projet conjoint Canada/Alberta. Les activités ont été concentrées dans la station de recherche sur les pompes éoliennes de Lethbridge exploitée par le ministère de l'Agriculture de l'Alberta (Division du drainage).

Par l'intermédiaire de son Bureau du développement industriel (BDI), le CNRC a pu étendre ses projets à frais partagés à des entreprises désireuses de développer les technologies de l'énergie au-delà de ce que permettaient les programmes de recherches. Le Programme des projets industrie/ laboratoires (PPIL) a encouragé et aidé les industries à acquérir et à développer des technologies dont l'étude avait commencé dans les laboratoires du CNRC. Les travaux de mise au point de petites éoliennes autonomes destinées à des stations de communication isolées par la compagnie Bristol Aerospace Limited ont été subventionnés par le PPIL. Le Programme d'aide à la recherche industrielle (PARI) offrait divers moyens permettant à des entreprises (en particulier de petites et moyennes entreprises) de disposer de personnel de recherche spécialisé dans des produits et procédés nouveaux particuliers tels que les technologies des énergies renouvelables.

À une échelle beaucoup plus grande, la Division des énergies renouvelables du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (DER/EMR) a administré des programmes visant à encourager la démonstration et le déploiement des technologies de l'énergie mises au point dans les programmes de recherche et de développement. Par l'intermédiaire de ces programmes de DRE/EMR, en particulier le Programme de démonstration dans les collectivités éloignées, le gouvernement fédéral a partagé les coûts et les risques du déploiement de technologies non encore éprouvées et a étudié simultanément la faisabilité économique (cf. technologique) de nouveaux systèmes dans des situations réelles. Cette aide était particulièrement importante pour combler l'écart entre la validation de principe et la commercialisation dans les premières initiatives industrielles. Des contacts préliminaires ont été établis avec la seule compagnie d'électricité fédérale, la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC), qui pourrait être le premier partenaire pour des démonstrations de l'énergie éolienne dans des régions éloignées aux conditions climatiques difficiles.

Enfin, la commercialisation de nouvelles technologies de l'énergie pouvait être subventionnée par le ministère de l'Expansion industrielle régionale par le biais de la participation au Programme de recherche et de développement énergétiques dans l'industrie (RDEI). Cependant, ce programme visait principalement à aider la fabrication industrielle de produits et de

procédés pour lesquels les techniques étaient bien développées et les marchés bien définis et quantifiables.

2.6 Collaboration internationale

En 1974, l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a formé l'Agence internationale de l'énergie (AIE), en réponse à la création de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) qui avait tant choqué le monde avec l'embargo pétrolier de 1973. Le but de l'AIE était d'offrir un véhicule pour des projets de recherche et développement coopératifs internationaux dans les domaines des économies d'énergie et des sources d'énergie de remplacement. Plus de 20 accords de mise en oeuvre spécifiques ont été signés entre différents pays intéressés à partager les ressources et les expériences dans le but de réduire la dépendance vis-à-vis du pétrole importé. La plupart des projets de R et D sur l'énergie menés par le Canada en collaboration avec d'autres pays s'inscrivent dans le cadre de ces accords de mise en oeuvre multilatéraux.

L'accord de mise en oeuvre de l'AIE relatif à la R et D sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne (R&D SCEE AIE) a été signé en octobre 1977. En plus du Canada, huit autres pays ont participé initialement à quatre projets de recherche connus sous le terme d'Annexes à l'accord. En décembre 1985, le groupe de R et D sur les SCEE de l'AIE avait entrepris neuf grands projets coopératifs de recherche. Leurs titres, participants et états d'avancement sont résumés au tableau 4. Le rapport annuel actuel du comité directeur constitue la référence D-16.

Outre ces projets spécifiques, le groupe de R et D sur les SCEE de l'AIE entretient un comité permanent des pratiques recommandées (D-50 à D-56). À ce jour, cinq de ces pratiques ont été publiées et distribuées largement dans les pays membres. En voici les sujets :

Vol. 1. Essais de performance de puissance (D-51)
Vol. 2. Évaluation du coût de l'énergie obtenue à partir des systèmes de conversion de l'énergie éolienne (réf. D-52)
Vol. 3. Caractéristiques de fatigue (D-53)
Vol. 4. Acoustique : Mesure de l'émission de bruit par les SCEE (D-54)
Vol. 7. Qualité du courant électrique : SCEE simple couplé au réseau (D-55)

Les deux autres volumes, le Vol. 5 concernant les interférences électromagnétiques et le Vol. 6 concernant la sécurité et la fiabilité, sont en préparation.

Tableau 4. Annexes à l'accord de mise en oeuvre relatif à la R et D sur les SCEE de l'AIE

Annexe	Titre	Participants[1]	Début	Fin	Réf.
I	Aspects environnementaux et météorologiques des SCEE	AUT, CAN, DNK, RFA, IRE, JPN, NL, N, S, É.-U.	1977	1981	D-9 à D-18
II	Évaluation des modèles en fonction des sites d'implantation des éoliennes	CAN, RFA, JPN, N, S, R.-U. É.-U.	1977	1983	D-19
III	Intégration de l'énergie éolienne aux réseaux nationaux d'électricité	RFA, JPN, NL, S, É.-U.	1977	1979	D-20
III(a)			1980	1983	D-21
IV	Étude des contraintes s'exerçant sur le rotor et de la régularité de fonctionnement des grands SCEE	DNK, RFA, JPN, NL, S, É.-U.	1977	1980	D-22 to D-33
V	Étude des effets de sillage derrière les éoliennes isolées et derrière les parcs d'éoliennes	CAN, DNK, IRE, NL, JPN, S, R.-U., É.-U.	1980	1984	D-34 to D-41
VI	Étude des flux de vent locaux sur des sites potentiels d'installation de SCEE comportant des collines	CAN, DNK, RFA, NZ, R.-U.	1982	1985	C-1 to C-7 C-24
			1984	cont.	
VII	Étude des SCEE au large	DNK, NL, S, R.-U., É.-U.	1984	cont.	
VIII	Étude d'applications décentralisées de l'énergie éolienne	CAN, DNK, NL, S, R.-U., É.-U.	1985	cont.	
IX	Étude exhaustive des effets de sillage derrière des éoliennes isolées et derrière des parcs d'éoliennes	DNK, NL, S, R.-U., É.-U.			

[1] Le pays participant souligné était l'agent d'exécution chargé d'organiser l'Annexe correspondante.

En 1977, un deuxième accord de mise en oeuvre sur l'énergie éolienne de l'AIE a été signé. Devant le potentiel croissant envisagé pour de très grandes éoliennes (avec des puissances nominales supérieures à 1 MW), l'accord de mise en oeuvre sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne de grande puissance de l'AIE (SCEE GP AIE) a été signé entre le Danemark, l'Allemagne, la Suède et les États-Unis comme pays participants. Lors des réunions semi-annuelles du comité de direction, des rapports

Tableau 5. Réunions des spécialistes de l'accord de l'AIE sur les SCEE de grande puissance

Réunion No. (Réf.)	Sujet	Date et lieu de Rencontre
1 (D-1)	Séminaire sur la dynamique structurale	Oct. 1978 Munich
2 (D-2)	Régulation des SCEE de grande puissance et adaptation de l'aéroélectricité au réseau	Avr. 1979 Copenhague
3 (D-3)	Saisie et analyse des données pour les systèmes de conversion de l'énergie éolienne de grande puissance	Sept. 1979 Blowing Rock, NC.
4 (D-4)	Technologie des pales de rotor en ce qui concerne plus particulièrement les problèmes de fatigue	Avr. 1980 Stockholm
5 (D-5)	Aspects environnementaux et sécurité des SCEE de grande puissance actuels	Sept. 1980 Munich
6 (D-6)	Fiabilité et problème de maintenance des SCEE de grande puissance	Avr. 1981 Aalborg
7 (D-7)	Coût des éoliennes	Nov. 1981 Copenhague
8 (D-8)	Assurance de sécurité et contrôle de la qualité des SCEE de grande puissance pendant l'assemblage, l'érection et les essais de réception	Mai 1982 Stockholm
9 (D-9)	Critères de conception structurale pour les SCEE de grande puissance	Oct. 1983 Greenford
10 (D-10)	Expérience des compagnies d'électricité et problèmes d'exploitation avec les grandes installations éoliennes	Oct. 1983 Palo Alto
11 (D-11)	Aspects environnementaux généraux de l'utilisation de l'énergie éolienne à grande échelle	Mai 1984 Munich
12 (D-12)	Méthodes de calcul aérodynamique pour les SCEE	Oct. 1984 Copenhague
13 (D-13)	Aspects économiques des éoliennes	Mai 1985 Petten
14 (D-14)	Modélisation de la turbulence atmosphérique	Déc. 1985 Stockholm

Tableau 6. Pays membres du groupe des SCEE de grande puissance de l'AIE et projets à grande échelle

Pays	Emplacement (Nb. d'éoliennes)	Propriétaire/ Exploitant (Fabricant)	Type/Nb. Pales/ Orientation	Surface balayée (m^2)	Puissance nominale (kW)	Vitesse du vent nominale (m/s)	Première rotation (calendrier)
Canada	Îles-de-la-Madeleine	CNRC/Hydro-Québec	V/2/-	595	224	13,5	1977
	Île-du-Prince-Édouard	CNRC/CEEA (DAF 6400)	V/2/-	595	522	19,0	1984
	Cap Chat, Québec	Hydro-Québec	V/2/-	4000	4000	20,7	(1986)
Danemark	NIBE (A)	DEFU	H/3/U	1257	630	13,0	1979
	NIBE (B)	DEFU	H/3/U	1257	630	13,0	1980
	Koldby	Danish Wind Techy.	H/3/D	661	265		1982
	Langeland	Fynsvaerket	H/3/D	755	300		1985
	Hundested (3 éoliennes)	Co. d'élec. locale	H/3/D	755	300		(1986)
	Masnedo (5 éoliennes)	Elkraft	H/3/U	1257	750	15,0	(1986)
	Esbjerg	Elsam	H/3/U	2827	2000	15,0	(1987)
Allemagne	Schnittlingen	Voith	H/2/D	2124	265	8,5	1981
	Weddenwarden	MBB Monopteros	H/1/D	1810	370	10,0	1981
	Kaiser-Wilhelm Koog	Growian	H/2/D	7854	3000	11,8	1983
	Helgoland	Co. d'élec. locale	H/3/U	2827	1200	12,0	(1986)
Pays-Bas	Petten test site	ECN (HAT-25 Exp.)	H/2/U	491	300		1981
	Flushing	PZEM (NEWECS 25)	H/2/U	552	300	14,0	1984
	Curacao	KODELA (NEWECS 25)	H/2/U	552	300	14,0	1985
	Schiedam	ONS (NEWECS 25)	H/2/U	552	300	14,0	1985
	Medemblik	PEN (NEWECS 45)	H/2/U	1590	1000	13,9	1985
	Sexbierum (18 éoliennes)	SEP (Holec)	H/3/U	707	300		(1986)

Tableau 6 (Suite)

Pays	Emplacement (Nb. d'éoliennes)	Propriétaire/ Exploitant (Fabricant)	Type/Nb. Pales/ Orientation	Surface balayée (m^2)	Puissance nominale (kW)	Vitesse du vent nominale (m/s)	Première rotation (calendrier)
Suède	Maglarp	SYDKRAFT (WTS-3)	H/2/D	4778	3000	14,0	1982
	Nassudden	SSPB (Kamewa WTS-75)	H/2/U	4418	2000	12,5	1983
Royaume-Uni	Carmarthen Bay	CEGB (WTG-200)	H/3/U	491	200	13,4	1982
	Burgar Hill	NOSHEB (WEG MS-1)	H/2/U	314	250	17,0	1983
	Burgar Hill	NOSHEB (HWP-300)	H/3/U	380	300	17,0	1983
	Burgar Hill	NOSHEB (WEG LS-1)	H/2/U	2827	3000	17,0	(1986)
	Carmarthen Bay	CEGB (VAWT-25)	V/2/-				(1986)
	Ilfracombe	SWAEB (WEG MS-2)	H/3/U	491	200/ 250		
	Shetland Islands	NOSHEB (HWP-750)	H/3/U	1590	750		(1986)
États-Unis	Goldendale (3 éoliennes)	DOE/BPA (MOD-2)	H/2/U	6504	2500	12,5	1980/1
	Medicine Bow	DOI (MOD-2)	H/2/U	6504	2500	12,5	1981
	Medicine Bow	DOI (WTS-4)	H/2/D	4778	4000	16,1	1982
	Solano	PG&E (MOD-2)	H/2/U	6504	2500	12,5	1983
	Palm Springs	SCE (INDAL 6400)	V/2/-	595	522	19,0	1983
	Palm Springs	SCE (HWP-330)	H/3/U	531	330		1985
	Oahu, Hawaii	HEC (MOD-5B)	H/2/U		3200		(1987)
	Hawaii (15 éoliennes)	Westinghouse			600		1985
	Altamont Pass	PG&G (HWP-750)	H/3/U	1590	750		1986
	Altamont Pass	PG&E					
	San Gorgonio Pass	SCE (Carter 200)			200		
	San Gorgonio Pass	SCE					

détaillés sur des expériences de conception et d'exploitation ont été échangés afin que tous les participants bénéficient des "leçons apprises" dans ces projets coûteux (D-15). Afin de permettre des échanges techniques approfondis sur des sujets spécifiques d'intérêt commun, des réunions de spécialistes ont été organisées périodiquement dans les pays participants, dans des villes appropriées. Les dates des quatorze réunions de spécialistes tenues jusqu'à ce jour ainsi que les sujets examinés sont donnés au tableau 5. Kernforschungsanlage Julich Gmbh, en Allemagne, a publié les actes de chacune de ces réunions destinés aux chercheurs des pays participants (D-1 à D-14). Le Canada a rejoint le groupe des SCEE de grande puissance de l'AIE en février 1982, après l'approbation par le gouvernement du prototype d'EAV de 4 MW (projet ÉOLE). Les pays membres du groupe des SCEE de grande puissance de l'AIE et les projets de SCEE de grande puissance actuellement mis en service ou en voie de l'être sont donnés au tableau 6.

Des ateliers techniques et des réunions des comités directeurs des deux accords de mise en oeuvre sur l'énergie éolienne de l'AIE ont été organisés en même temps que les principales conférences internationales sur l'énergie éolienne. Ainsi, les échanges d'expérience ont été considérablement élargis et ont dépassé le cadre des projets officiels de l'AIE.

3.0 ÉVALUATION DES RESSOURCES ET DES SITES D'IMPLANTATION

3.1 Caractéristiques fondamentales du vent en temps que source d'énergie

L'énergie éolienne est une manifestation de l'énergie solaire. Des différences d'insolation et d'absorptivité à la surface de la terre entraînent un échauffement non uniforme, ce qui se traduit par des zones de hautes et de basses pressions. Le mouvement de l'air des régions de haute pression vers les régions de basse pression, modifié par la rotation de la terre et les caractéristiques topographiques locales, constitue le vent.

Un courant d'air en déplacement possède de la puissance cinétique. Cette puissance est donnée par la relation :

$$[1] \qquad KP = \tfrac{1}{2}\rho A V^3$$

où

KP = puissance cinétique (W)
ρ = masse volumique de l'air (kg/m^3)
A = surface perpendiculaire au flux (m^2)
V = vitesse du vent (m/s)

La fraction de la puissance cinétique du courant d'air qui peut être convertie en puissance mécanique par une éolienne est examinée à la section 4.3.1.

Il faut noter que la puissance cinétique est proportionnelle au cube de la vitesse du vent et qu'elle dépend aussi de la masse volumique de l'air, donc de la pression et de la température. L'énergie cinétique dans le courant d'air est déterminée à partir de l'intégrale en fonction du temps de la puissance cinétique, pendant la période considérée :

$$[2] \qquad KE = \int_{t_1}^{t_2} KP \, dt = \tfrac{1}{2}\int_{t_1}^{t_2} \rho \, AV^3 \, dt$$

où

KE = énergie cinétique (Wh)
t_1 et t_2 = début et fin de l'intervalle de temps (h)

Le flux de vent près de la terre est retardé par le frottement superficiel et par les interférences avec des éléments superficiels tels que les arbres, les collines, etc. Pratiquement tous les systèmes de conversion de

l'énergie éolienne fonctionnent dans cette couche limite. La relation entre la vitesse du vent et la hauteur au-dessus de la surface locale a été déterminée. En général, elle prend la forme suivante :

[3] $$V_2/V_1 = (h_2/h_1)^{\alpha}$$

où

V_1 = vitesse du vent à la hauteur h_1
V_2 = vitesse du vent à la hauteur h_2
α = coefficient de vitesse dans la couche limite

En règle générale, la vitesse du vent est donnée à une hauteur de référence normalisée, soit 10 m au-dessus du niveau du sol à l'endroit considéré.

Le coefficient de vitesse dans la couche limite (α) dépend du type de terrain au-dessus duquel le vent circule. Des expériences en soufflerie et sur le terrain ont permis de déterminer les valeurs suivantes de α, généralement applicables à des terrains ayant un certain degré de rugosité.

Eau (vitesse du vent faible)	$\alpha = 0{,}10$
Terrain plat ouvert	$\alpha = 0{,}16$
Région boisée accidentée ou banlieue	$\alpha = 0{,}28$
Centres urbains denses	$\alpha = 0{,}40$

Ces relations sont illustrées à la figure 5.

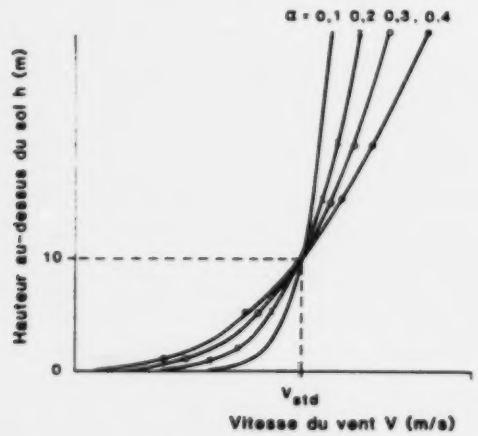


Figure 5. Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur au-dessus du sol.

Pour une analyse préliminaire de sites d'implantation potentiels, on utilise souvent la valeur $\alpha = 0,16$ jusqu'à obtention de données topographiques ou de résultats de mesure sur le site permettant une plus grande précision. Pour $\alpha = 0,16$, la vitesse du vent augmente de 12 % à chaque fois que la hauteur au-dessus du sol est doublée. D'après l'équation [1], une augmentation de 12 % de la vitesse correspond à une augmentation d'environ 40 % de la puissance cinétique du courant d'air; par conséquent, les éoliennes sont généralement montées sur de grandes tours.

La vitesse du vent varie considérablement en fonction du temps. La figure 6 montre que la période de ces variations s'étend de moins de une seconde (turbulence) à plus d'un mois (variation saisonnière); cependant, les variations obéissent en général à certaines lois. Les vitesse du vent sont habituellement plus élevées en hiver qu'en été en raison de la plus grande fréquence de systèmes atmosphériques intenses à grande échelle. Les vitesses du vent sont généralement plus élevées en moyenne dans l'après-midi qu'en début de matinée en raison de l'échauffement pendant le jour et du mélange résultant dans la basse atmosphère.

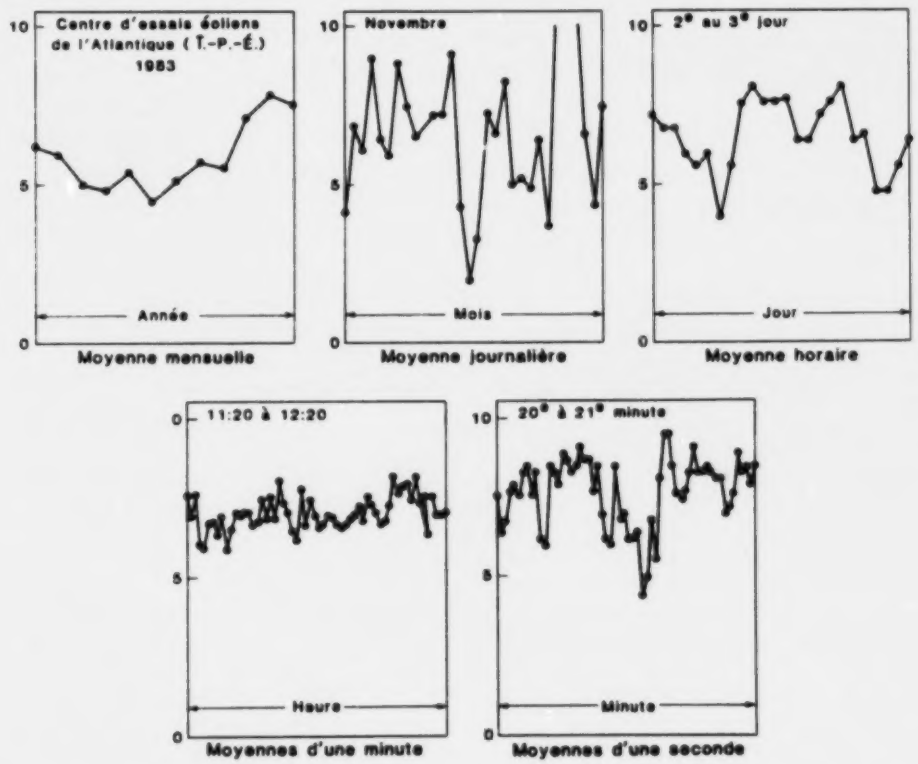


Figure 6. Moyennes de la vitesse du vent pendant différentes périodes de temps.

En un endroit donné, la vitesse du vent présente des variations quotidiennes dans les niveaux de turbulence (variabilités temporelle et spatiale de l'ordre de plusieurs secondes et mètres respectivement pour la vitesse du vent et la direction). Une turbulence induite mécaniquement, causée par la rugosité de la surface et les effets de terrain en amont, peut varier avec la direction du vent et quelquefois avec les saisons. La turbulence induite thermiquement (convection) varie avec la situation météorologique, les saisons, le moment de la journée et les différences de température entre l'air et la surface.

La distribution temporelle de la vitesse du vent en un endroit donné est couramment représentée par la fonction de probabilité de Weibull :

$$[4] \qquad (p)(V/V_{moy}) = k(\Gamma + 1/k)^k (V/V_{moy})^{k-1} \exp -[\Gamma(1 + 1/k)(V/V_{moy})]^k$$

où

$(p)(V/V_{moy})$ = probabilité d'une vitesse du vent particulière
Γ = fonction gamma mathématique
k = coefficient de Weibull

La figure 7 montre les distributions de probabilité pour trois valeurs du coefficient de Weibull k. Dans chaque cas, la surface audessous de la courbe est égale à l'unité.

Un cas spécial de la distribution de la probabilité (appelée distribution de Rayleigh) existe lorsque k = 2,0. Cette distribution est une approximation raisonnable du régime de vent sur de nombreux sites d'implantation

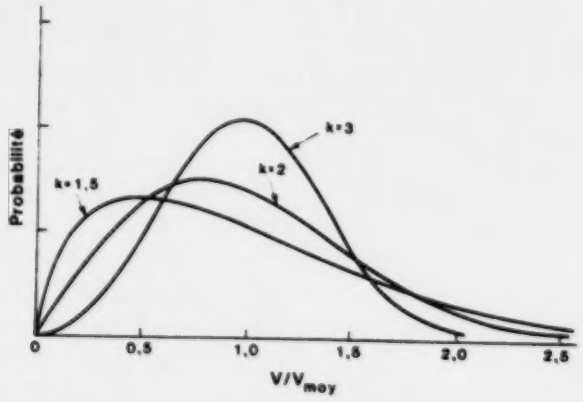


Figure 7. Distribution de probabilité de la vitesse du vent.

potentiels. On l'utilise souvent dans des analyses préliminaires car elle permet certaines simplifications mathématiques. Par exemple, si k = 2,0

[5] $$KP_{moy} = \frac{1}{2} \rho A V^3_{moy}$$

où

KP_{moy} = puissance cinétique moyenne contenue dans le vent (W)
V_{moy} = vitesse moyenne du vent pendant la période considérée (m/s)

Par conséquent, si un site donné possède une vitesse moyenne annuelle de 8 m/s et une distribution de Rayleigh de la vitesse, la puissance cinétique moyenne contenue dans le vent, pour une masse volumique de l'air normale de 1,225 kg/m^3, est de 600 W par mètre carré de surface perpendiculaire au flux. Ainsi, en un an, 5,25 MWh d'énergie aérocinétique traversent cette zone.

3.2 Quantification de l'énergie éolienne sur un site donné

Il est toujours possible de mesurer et analyser les vitesses du vent en un endroit particulier. Cependant, cette opération peut être longue et coûteuse, en plus de nécessiter un équipement spécialisé et au moins quelques connaissances techniques. Il est beaucoup plus avantageux de pouvoir évaluer au moins la vitesse du vent moyenne sur n'importe quel site avec un degré raisonnable de confiance en utilisant des techniques et des données existantes sans avoir à effectuer d'observations sur le terrain. Cela permettrait, par exemple, un tri préliminaire des nombreux sites potentiels beaucoup moins coûteux. Bien entendu, les observations sur le terrain apporteront toujours le dernier mot.

Suivant le type exact de SCEE proposé (couplé au réseau, hybride diesel, etc.) les données sur la vitesse du vent nécessaires pour une évaluation précise de la performance du SCEE peuvent inclure la distribution de la vitesse du vent annuelle, mensuelle ou horaire, ainsi que d'autres renseignements sur la persistance (par exemple, le nombre de fois où la vitesse du vent reste inférieure à la vitesse d'amorçage du SCEE pour un minimum de 24 h) ou les niveaux de turbulence. Si des observations ont été effectuées sur le terrain, les analyses telles que celles mentionnées ci-dessus sont en général relativement simples si les séries temporelles originales des vitesses du vent ont été conservées. La donnée statistique la plus importante pour la caractérisation des ressources en énergie éolienne en un endroit donné est la vitesse moyenne annuelle. Évaluer la vitesse moyenne du vent en des endroits pour lesquels il n'existe aucune mesure est un exercice périlleux.

Le Service de l'environnement atmosphérique (SEA) possède dans ses archives climatologiques numériques les ensembles de données sur les vitesses horaires du vent dans environ 500 endroits à travers le Canada. Dans les régions où le terrain et la végétation sont relativement homogènes, telles que les Prairies, la toundra des Territoires du Nord-Ouest et, dans une moindre mesure, les plaines agricoles du sud de l'Ontario, la densité spatiale des sites de mesure de la vitesse du vent (généralement de 50 km à plusieurs centaines de kilomètres) est suffisante pour définir les principales caractéristiques de la distribution spatiale de la vitesse du vent moyenne. Il est possible, par exemple, d'interpoler avec un certain degré de confiance à partir d'une carte représentant cette distribution spatiale, pour une exposition du site normalisée bien entendu. Cependant, dans de nombreuses régions du Canada, caractérisées par un terrain même modérément accidenté ou non homogène ou encore par une couverture végétale variable, l'échelle spatiale des principales variations de la vitesse moyenne du vent est inférieure à la distance entre les sites de mesure de la vitesse. Dans ce cas, il est absolument nécessaire de procéder avec soin et de tenir compte de l'exposition du site (à la fois à l'emplacement de l'anémomètre et aux sites potentiels d'implantation du SCEE) pour évaluer la vitesse moyenne du vent.

3.3 Données météorologiques historiques

3.3.1 Les archives climatologiques nationales du Service de l'environnement atmosphérique

Le Service de l'environnement atmosphérique possède des archives climatologiques nationales avec des données enregistrées sur les feuilles de rapport originales et autres formules, sur microfiches et sous forme numérique. Toutes les observations météorologiques sont conservées : vitesse et direction du vent, température, précipitation, éclairement solaire, etc. La vitesse et la direction horaires du vent dans environ 500 stations canadiennes sont disponibles. Les premières données sous forme numérique remontent à 1952. On peut aussi obtenir des renseignements supplémentaires sur l'historique de la station, la hauteur de l'anémomètre, l'emplacement et l'exposition, mais ces données sont quelquefois fragmentaires, surtout dans les premières années. Deux types d'observations sur la vitesse du vent ont été conservés. Dans la plupart des aéroports, on enregistre la vitesse moyenne du vent et la direction sur une minute à chaque heure. Dans certains aéroports, et principalement aux stations climatologiques, on note les vitesses moyennes d'une heure vraies et la direction dominante. Les deux types d'observations sont disponibles sur des bandes magnétiques à neuf pistes ou sur des disquettes d'ordinateur.

3.3.2 Normales climatiques du Canada relatives au vent

Un résumé des vitesses du vent dans environ 500 stations canadiennes se trouve dans la publication du SEA *Normales climatiques du Canada, 1951-1980, volume 5, Le vent* (C-2). Les données résumées représentent, en proportions à peu près égales, la vitesse moyenne d'une minute et la vitesse moyenne d'une heure. Deux tableaux résument pour chaque emplacement la vitesse moyenne par mois et la direction, ainsi que la fréquence de chaque direction exprimée en pourcentage par mois. D'autres données sont incluses telles la vitesse maximale des rafales enregistrées et les caractéristiques de la station (durée de l'enregistrement et brève description du site). Bien que les différentes périodes de moyennage pour les deux types principaux d'observations se traduisent par certaines différences dans les séries temporelles de vitesses du vent (une série de vitesses moyennes d'une minute présentera une plus grande variabilité et, partant, plus de vitesses faibles et très élevées qu'une série de moyennes d'une heure), les vitesses moyennes à long terme indiquées dans cette publication ne devraient pas comporter de biais systématiques.

Les données fondamentales sur la vitesse du vent fournies couvrent une grande partie du Canada. Les stations sont installées en général sur des aéroports ou près de zones peuplées et, par conséquent, les données concernant les emplacements tels que les côtes exposées au vent, les crêtes, les sommets et les cols de montagne, où les ressources éoliennes sont généralement les plus grandes, restent minimales.

3.3.3 Analyse des données sur l'énergie éolienne au Canada

Le SEA a préparé une série d'analyses de données sur l'énergie éolienne basées sur les vitesses moyennes d'une minute recueillies à chaque heure extraites des archives numériques du SEA. Ces données ont été recueillies dans 144 stations canadiennes choisies pendant la décennie 1967-1976. Les analyses consistent en un calcul, pour chaque heure, de la puissance du vent à partir de la vitesse du vent à une hauteur de 10 m et de la masse volumique de l'air. Les données réduites pour chaque station sont rassemblées dans quatre graphes et 13 tableaux représentant, entre autres, la distribution de la puissance du vent avec la direction, par mois et par heure du jour, la distribution de fréquence de la vitesse et de l'énergie du vent, la fréquence de durée des périodes pendant lesquelles la vitesse du vent est inférieure ou supérieure à des vitesses seuils. Une description des méthodes de calcul a été publiée par Morris et Howell (C-12). La publication contient aussi des cartes nationales représentant la vitesse moyenne du vent et la densité d'énergie moyenne annuelles ainsi que pour les mois de janvier, avril, juillet et octobre (voir figure 8).

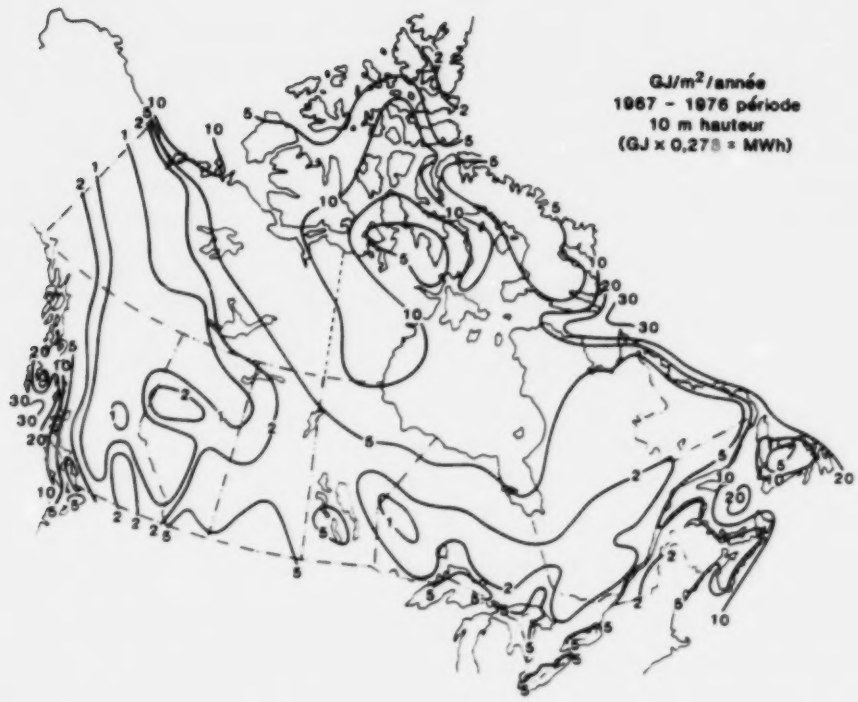


Figure 8. Carte éolienne de la densité d'énergie moyenne annuelle.

Les analyses ont été publiées en 1986 (C-23) en six volumes, chaque volume contenant l'information détaillée pour l'une des régions suivantes du Canada :

1. Provinces de l'Atlantique
2. Québec
3. Ontario
4. Prairies
5. Colombie-Britannique
6. Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Ces publications représentent une mise à jour et une expansion d'une publication antérieure du SEA (Wind for Power CDS n° 3-76, 1976), qui donnait la distribution de fréquence de la vitesse du vent à des intervalles de 5 mph et une estimation de l'énergie disponible correspondant à chaque classe de la vitesse du vent pour le mois de janvier (charge électrique maximale), pour le mois le plus venteux et annuellement, pour la période d'enregistrement dans 137 stations canadiennes.

Les paramètres de la distribution de Weibull, obtenus en appliquant la distribution analytique couramment utilisée aux distributions annuelles de la vitesse moyenne du vent dans les 144 stations canadiennes susmentionnées,

sont fournis par Morris (réf. C-11). Une description de l'utilisation de la distribution de Weibull avec les courbes de puissance des SCEE pour prévoir le rendement énergétique est aussi incluse.

3.4 Projets de calcul de profils du vent

En général, les anémomètres utilisés par le SEA pour la mesure des vitesses du vent sont à 10 m du sol. Le plus souvent, la hauteur du moyeu ou la hauteur équatoriale des SCEE est supérieure à 10 m et il est alors nécessaire d'évaluer l'énergie éolienne à des hauteurs différentes de 10 m. Les profils de vitesse du vent peuvent aussi être utilisés pour l'évaluation de la vitesse du vent dans les 100 m inférieurs de la couche atmosphérique à partir de la vitesse du vent à l'extrémité supérieure de la couche limite planétaire (souvent de 500 à 1500 m) lorsque les vitesses du vent en surface ne sont pas disponibles. Les projets relatifs à ces aspects de l'évaluation des ressources éoliennes sont décrits aux sections suivantes.

3.4.1 Normalisation à 10 m des vitesses du vent archivées

Bien que la plupart des anémomètres du SEA soient situés à la hauteur recommandée par l'Organisation météorologique mondiale (OMM), soit 10 m, certains ont été installés à des hauteurs non normalisées. Un contrat a été accordé à la compagnie Meteorological and Environmental Planning (MEP) pour l'étude et l'évaluation des méthodes de calcul de profils du vent et pour appliquer la méthode la plus appropriée à la normalisation des données horaires de la vitesse du vent contenues dans les archives du SEA lorsque les anémomètres n'étaient pas placés à 10 m du sol.

Une étude de la documentation a permis de sélectionner plusieurs méthodes de calcul de profil qui ont été évaluées à l'aide d'un ensemble de données de deux ans, de qualité contrôlée, recueillies à partir d'une tour et couvrant une hauteur de 60 m au-dessus du sol, à Pinawa (Manitoba). Les modèles de calcul de profil essayés étaient basés sur la loi puissance et la loi logarithme. La vitesse du vent observée à 6,1 m étant donnée, chaque modèle a été utilisé pour prévoir les vitesses du vent à d'autres hauteurs auxquelles la vitesse avait été mesurée (25 et 61 m) pour chaque heure, dans un ensemble de données de deux ans. Les méthodes statistiques d'évaluation utilisées étaient le biais et l'erreur quadratique moyenne. Aucun des modèles basés sur l'erreur quadratique moyenne n'a donné de très bons résultats, ce qui témoigne de la complexité de l'atmosphère réelle, mais la performance moyenne était raisonnable. Le meilleur modèle était celui d'Irwin, une fonction puissance dans laquelle l'exposant peut varier à chaque heure selon la topographie et la stabilité atmosphérique.

Des ensembles de données météorologiques horaires de 10 ans ont été préparés pour la période 1967-1976 à partir des archives numériques du SEA, pour

144 stations canadiennes. Pour les 20 stations auxquelles les hauteurs des anémomètres n'étaient pas normalisées, les vitesses horaires du vent ont été normalisées à 10 m à l'aide du modèle d'Irwin. Ces ensembles de données ont servi de données d'entrée pour les programmes d'analyse de l'énergie éolienne du Conseil de recherches de l'Alberta servant à produire les graphiques et les tableaux statistiques publiés dans le document "Wind Energy Data Analysis for Canada" (C-23). Le projet d'analyse des profils de vent de la MEP est décrit en détail dans la référence C-10.

3.4.2 Calcul du profil du vent jusqu'à 250 m

D'autres travaux ont été entrepris pour évaluer les techniques de calcul de profils du vent dans les 250 m inférieurs de la couche atmosphérique. W.C. Bell du Département de géographie de l'Université de Winnipeg, Winnipeg (Manitoba) dirige ce projet. Les modèles évalués comprennent ceux essayés dans le projet MEP (voir la section précédente) auxquels s'ajoutent un ou deux modèles tirés de la documentation. Les observations ont été effectuées à sept niveaux de 10 à 243 m à la tour de la CBC à Starbuck (Manitoba). Les résultats ont montré que le modèle d'Irwin et celui de la fonction puissance 1/7 sont les meilleurs avec des biais généralement inférieurs à 10 % jusqu'à une hauteur de 60 m et avec une stabilité atmosphérique instable et neutre. En général, les modèles donnaient de mauvais résultats pour des niveaux plus élevés et des conditions stables. Les détails de ce travail sont publiés dans la référence C-3.

3.4.3 Calcul du profil à partir du niveau du vent géostrophique

Le but de ce projet était d'évaluer les méthodes d'estimation des vitesses du vent dans les 100 m inférieurs de la couche atmosphérique à partir des enregistrements climatologiques de la vitesse du vent au niveau du vent géostrophique (niveau auquel le courant d'air ne sent pas les effets du frottement superficiel), utilisés avec les méthodes de calcul de profil à 10 m. L'un des avantages d'une telle méthode étant de pouvoir évaluer la vitesse du vent sur des sites pour lesquels il n'existe pas de mesures superficielles. Ce projet a été mené par la Concord Scientific Corporation. Les données d'entrée pour la vitesse du vent au niveau géostrophique ont été extraites d'un ensemble de données hémisphériques de 6 h recueillies en altitude sur une grille de 371 km couvrant l'Amerique du Nord. Des méthodes ont été choisies pour établir le profil entre le niveau du vent géostrophique et une hauteur de 10 m. On s'est servi des données de la tour de Starbuck (Manitoba) et des statistiques d'évaluation utilisées par Bell (voir la section précédente) pour valider les méthodes.

L'évaluation statistique présentait le même niveau de mérite que les méthodes utilisées par Bell. On a cependant observé un résultat important :

les méthodes utilisées dans ce projet étaient moins bonnes au niveau inférieur (plus loin du niveau de vent de référence, dans ce cas), contrairement aux résultats de Bell. Étant donné la longueur de la grille (371 km), les données sur le vent géostrophique sont généralement moins denses que les données superficielles obtenues à partir des anémomètres et, puisque les méthodes de calcul de profil basées sur les données superficielles donnent de meilleurs résultats dans les couches inférieures, ce sont ces dernières méthodes qui ont été choisies pour les calculs opérationnels. Ce projet est décrit en détail dans les rapports de l'entrepreneur (C-8, C-9).

Dans des travaux antérieurs visant à définir les régions du Canada à grand potentiel éolien, Templin a élaboré une technique dans laquelle l'exposant α de la relation entre la vitesse du vent et la hauteur était calculé à partir de données historiques particulières au site et du vent "géostrophique" à l'extrémité supérieure de la couche limite atmosphérique (à une hauteur d'environ 500 m). Le vent géostrophique n'est pas modifié par la topographie et peut donc être prévu avec plus de précision. En traçant et en lissant les courbes iso-α, Templin a pu obtenir des vitesses du vent estimées dans des zones importantes, particulièrement au nord du Canada, pour lesquelles les données au sol étaient peu nombreuses ou inexistantes.

3.4.4 Méthodes actuelles

Le SEA a mis au point un progiciel de calcul de profil du vent sur son ordinateur central, avec accès aux archives numériques. Le logiciel permet de calculer les vitesses horaires du vent entre la hauteur de l'anémomètre et les niveaux spécifiques dans les 100 m inférieurs de la couche atmosphérique. L'utilisateur doit introduire l'emplacement et les longueurs des accidents de terrain en fonction de la direction, la période de données à analyser, les hauteurs de calcul du profil, le modèle à utiliser (Irwin ou fonction puissance 1/7), et les résultats désirés (un résumé statistique incluant les paramètres de Weibull estimés est fourni automatiquement; le profil des vitesses du vent horaire enregistré sur une bande magnétique à neuf pistes est facultatif). Le SEA offrira ce service par l'intermédiaire de sa Section de l'énergie et des applications industrielles.

3.5 Projets d'évaluation des sites d'implantation

L'intérêt croissant pour l'énergie éolienne manifesté par les utilisateurs potentiels et la multiplication des essais sur le terrain de prototypes de SCEE ont permis d'entreprendre des évaluations des ressources éoliennes sur des sites appropriés pour l'installation éventuelle d'éoliennes.

3.5.1 Projet de comparaison des anémomètres

Le but de ce projet était d'évaluer plusieurs anémomètres commerciaux dans les conditions climatiques rigoureuses de la côte est du Canada. Le SEA a acheté environ 20 anémomètres qui ont été étalonnés dans la soufflerie du SEA avec des vitesses du vent variant de 0 à 18 m/s. Les anémomètres ont été installés au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique pour une période de 18 mois pendant laquelle leur performance a été monitorée. Un dernier étalonnage a été effectué après l'essai sur le terrain. Les critères de performance comprennaient une défaillance catastrophique et un changement dans l'étalonnage de l'appareil. Le rapport final de ce projet a été publié par l'entrepreneur, Resource Ventures Inc., au printemps de 1986 (B-33). Ce rapport est aussi disponible auprès du SEA.

3.5.2 Projet de prospection éolienne du Conseil national de recherches du Canada

À la fin des années 1970, le CNRC a acheté un certain nombre de systèmes d'enregistrement des histogrammes du vent permettant de consigner automatiquement les vitesses du vent sur les sites d'essais sur le terrain et d'installation potentielle d'éoliennes. Chaque système comprennait un anémomètre Climate monté sur une tour de 20 m, un enregistreur d'histogrammes qui enregistrait la vitesse du vent dans des canaux de 0,5 m/s à des intervalles de 2 s, ainsi qu'une source de courant photovoltaïque et des batteries. Le nombre de coups dans chaque canal de 0,5 m/s était lu manuellement environ une fois par mois. Le nombre total de coups entre les lectures permettait de vérifier la fiabilité des données.

En plus des essais sur le terrain du CNRC, ces systèmes d'enregistrement ont été loués à des utilisateurs potentiels de SCEE pour l'évaluation de sites particuliers. Les compagnies d'électricité, les compagnies minières, les gouvernements provinciaux et des municipalités éloignées ont été parmi les partenaires du CNRC dans ces projets de prospection éolienne. Dans chaque cas, l'utilisateur potentiel de SCEE a installé l'équipement, recueilli les données et envoyé les résultats mensuels à Ottawa.

Le CNRC a signé un contrat avec la TES Limited, une firme d'ingénieurs d'Ottawa, pour la maintenance des instruments sur le terrain, le traitement des données et la publication mensuelle et annuelle de rapports qui ont été envoyés à tous les participants. Un minimum de données continues sur un an a été jugé nécessaire pour une évaluation correcte du site. Les données ont été comparées avec des données obtenues dans des stations météorologiques du SEA voisines lorsque de telles données existaient.

En tout, environ 30 sites ont été monitorés entre 1980 et 1985. Les rapports annuels constituent les références E-1 à E-7. Avec l'élimination du Programme de l'énergie éolienne du CNRC en 1985, ces projets ont été interrompus, mais quelques petits sous-projets se poursuivent sous les auspices d'EMR. Un rapport final résumant les évaluations de sites a été préparé par TES (E-8).

3.5.3 Choix du site pour le projet ÉOLE

Le projet ÉOLE est une entreprise conjointe CNRC/Hydro-Québec dont le but est de concevoir, construire et évaluer une EAV de 4 MW (voir section 7.9). Le CNRC s'est entendu avec le SEA pour que ce dernier mène des études analytiques et expérimentales de plusieurs sites potentiels pour l'installation du prototype proposé par Hydro-Québec. Les activités du SEA comprennaient :

- une étude météorologique de sites préliminaires afin de déterminer lesquels possédaient des ressources éoliennes suffisantes pour effectuer un monitorage environnemental détaillé;

- la saisie et l'analyse des données enregistrées dans les trois tours de 60 m installées à La Fonderie, Pointe Nord-ouest, et Pointe-au-Tonnerre, ainsi que dans les tours d'Hydro-Québec aux Îles-de-la-Madeleine;

- la préparation d'une base de données numériques comprenant les vitesses moyennes du vent d'une minute et les vitesses moyennes horaires, la direction du vent et la température aux hauteurs appropriées sur chaque site.

Les activités préliminaires sont décrites par Taylor et autres (C-4, C-15). Les analyses de données préliminaires sont décrites par Salmon (C-13), ainsi que dans les rapports de la Concord Scientific Corporation (C-5, C-6, C-7).

Les données numériques correspondant à une période d'environ deux ans, pour les sites possibles éventuels du projet ÉOLE, sont disponibles sur bande magnétique à neuf pistes au SEA. Elles ont été enregistrées sous deux formes : valeurs instantannées originales à chaque minute et moyenne d'une heure à chaque heure pour la vitesse du vent, à quatre niveaux (10, 20, 40, 60 m; 18, 27, 36, 49 m aux Îles-de-la-Madeleine) et à deux niveaux (10, 60 m; 27 m aux Îles-de-la-Madeleine) pour la température et la direction du vent.

Le SEA possède aussi des résumés statistiques des données. Les vitesses moyennes mensuelles sont présentées au tableau 7 avec les estimations

Tableau 7. Vitesses du vent mensuelles moyennes (m/s) sur les sites possibles du projet ÉOLE

Mois	La Fonderie 60 m Sept. 81 à août 83	Pointe au Tonnerre 60 m Sept. 81 à juin 83	Pointe Nord-Ouest 60 m Sept. 81 à juin 83	Îles-de-la-Madeleine 49 m Juil. 82 à avr. 84
Janvier	9,6	8,2	9,1	8,9
Février	8,3	6,6	9,4	9,6
Mars	7,1	7,4	8,5	8,1
Avril	9,1	8,0	7,4	8,5
Mai	5,5	7,1	6,6	5,3
Juin	6,3	7,2	5,4	6,5
Juillet	6,6	6,2	6,1	7,5
Août	7,4	6,4	4,7	7,6
Septembre	7,3	6,3	5,9	7,8
Octobre	7,3	7,0	7,6	9,0
Novembre	9,2	7,3	7,2	10,6
Décembre	8,2	7,6	8,3	11,0
Annuel	7,6	7,1	7,1	8,4
Estimation initiale du SEA pour la vitesse moyenne à long terme	9,0	6,7	8,1	9,4 (60 m)

initiales du SEA pour la vitesse moyenne à long terme sur chaque site. La vitesse moyenne du vent fournie par l'anémomètre du SEA à l'aéroport de Mont-Joli, pendant les deux ans de monitorage à La Fonderie, était de 5,3 m/s, soit de 6 % inférieure à la vitesse moyenne à long terme sur laquelle était basée l'estimation initiale du SEA de la vitesse à long terme à 60 m sur le site de La Fonderie. Après correction en fonction du rapport simple des vitesses du vent observées sur ces deux sites, la valeur estimée était de 8,0 m/s.

Le site de La Fonderie, près de Cap Chat dans la péninsule de Gaspé a été choisi pour l'installation du prototype ÉOLE. D'autres données météorologiques seront obtenues après la mise en service de l'EAV en automne 1986.

3.5.4 Évaluation du régime de vent pour les essais de la pompe éolienne DELTX

Dans le cadre du projet ACERRF visant à évaluer la pompe DELTX de haute capacité actionnée par l'énergie éolienne, le SEA s'est chargé de tout ce qui avait trait à la saisie des données. Des anémomètres et des

enregistreurs de données du SEA ont été installés sur le site à Calgary. Des données brutes sur le vent et la température, enregistrées sur cassettes, ont été envoyées au SEA pour le contrôle de la qualité et le traitement. Les données traitées ont été renvoyées à DELTX. La saisie des données s'est faite de façon intermitente entre mai 1984 et avril 1986.

3.5.5 Le sillage des éoliennes

Dans une batterie d'éoliennes, le fonctionnement des machines situées en aval peut être perturbé par les sillages des éoliennes installées en amont. Outre le décrément de vitesse dû à l'extraction de l'énergie, une turbulence accrue dans le sillage d'une éolienne peut nuire aux machines situées dans ce sillage en augmentant la fatigue. Templin a analysé la baisse de performance des machines situées en aval dans un large parc d'éoliennes en fonction du nombre de diamètres de rotor entre les éoliennes (A-7).

De son côté, le SEA a modifié un modèle linéarisé de la décroissance du sillage dans la couche limite atmosphérique superficielle pour pouvoir l'appliquer à l'évaluation des variations de la vitesse du vent dans le côté sous le vent d'une rangée d'éoliennes. Les résultats peuvent être utilisés pour évaluer la réduction de puissance due à l'effet de sillage dans les batteries d'éoliennes et pour faciliter la conception optimale du parc dans des conditions données de distribution de la vitesse et de la direction du vent. Les travaux sont décrits par Taylor (C-25, C-26).

3.6 Collaboration internationale

En tant que membre de l'Accord de mise en oeuvre relatif à la recherche et au développement sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne de l'AIE, le Canada a participé aux travaux de caractérisation des ressources éoliennes et d'évaluation des sites d'implantation menés à l'échelle internationale. Le SEA a été chargé des travaux techniques, financés dans le cadre du Programme de l'énergie éolienne du CNRC.

3.6.1 Évaluation de modèles pour le choix des sites d'implantation des éoliennes (Annexe II)

Des travaux ont été menés dans le but d'évaluer la performance de modèles météorologiques à moyenne échelle pour l'évaluation du flux de vent sur des terrains donnés d'une longueur variant de 10 à 100 km. Le modèle des petites surfaces (SAM) du SEA a été évalué, ainsi qu'un modèle anglais et deux modèles américains. Les chercheurs ont vérifié dans quelle mesure chaque modèle fournissait une estimation correcte du flux de vent sur des terrains situés à Hawaï, au Névada et sur l'Île de Gotland (Suède).

Le SAM du SEA utilise comme données d'entrée des variables météorologiques à grande échelle (telles la vitesse et la direction du vent géostrophiques superficielles, la température à 850 mb, etc.) ainsi que des valeurs numérisées de la hauteur de la surface, des accidents de terrain et de la température au-dessus de la grille. Les calculs donnent les valeurs spécifiques de la vitesse et de la direction du vent superficielles (10 m) en chaque point de la grille.

Le SAM a donné de bons résultats pour les études de Gotland. Les résultats étaient moins satisfaisants pour Hawaï et le Névada. Ce défaut a été attribué au caractère relativement accidenté du terrain dans les deux derniers cas. Le SAM n'est pas recommandé lorsque la pente du terrain excède 1:40.

Les résultats complets des essais se trouvent dans le rapport de l'Annexe II de l'AIE (D-27). Des détails sur le SAM et sa performance ont été publiés par Venkatesh et Jessup (C-22), dans un supplément au rapport de l'AIE susmentionné, et dans la référence C-24.

3.6.2 Étude du flux de vent local sur une site vallonné potentiel (Annexe VI)

Le but des travaux de l'Annexe Vi était d'obtenir des données réelles détaillées et fiables sur des caractéristiques moyennes du vent et les turbulences atmosphériques au-dessus de collines basses et isolées décrites en trois dimensions, puis de comparer ces mesures avec les résultats de simulation mathématique et en soufflerie du même flux. Ce travail a été effectué en partie pour fournir une base de données destinée à l'évaluation de modèles mathématiques et de modèles de simulation en soufflerie utilisés comme outils analytiques pour la caractérisation des ressources éoliennes sur des terrains similaires. Le Canada (SEA) était l'agent d'exécution pour cette tâche. Cinq pays (Canada, Royaume-Uni, Danemark, Nouvelle-Zélande et Allemagne de l'Ouest) ont participé au programme de mesures en conditions réelles. Ce programme s'est déroulé en deux phases, en automne 1982 et en automne 1983, à Askervein aux Hébrides.

Les travaux sont décrits en détail dans les rapports de l'Annexe VI de l'AIE publiés par Taylor et Tennissen (C-16, C-17). Ils sont aussi cités dans les références C-18, C-20 et C-21.

Des travaux connexes comprenaient l'établissement de lignes directrices simples et de règles empiriques pour évaluer les facteurs relatifs d'accélération du vent sur les collines et les crêtes (Taylor et Lee, réf. C-14). Il existe un infomodèle opérationnel, le Ms3DJH/3, décrit par Taylor et coll. dans la références C-19, qui permet une estimation plus rigoureuse du flux de vent sur des accidents de terrain.

Une comparaison des résultats des lignes directrices et du modèle avec des mesures montre un bon accord. On peut donc envisager d'utiliser ces lignes directrices et ce modèle comme outils analytiques pour la caractérisation de l'énergie éolienne sur un terrain de dimensions et de configuration appropriées. Certains détails sont donnés par Walmsley et Salmon (C-24).

3.6.3 Étude d'applications décentralisées de l'énergie éolienne (Annexe VIII)

La première partie de cette étude coopérative à deux volets porte sur les techniques permettant de déterminer les sites d'implantation de centrales hybrides vent-diesel dans des collectivités éloignées non reliées aux principaux réseaux électriques. Le but initial était de desservir les marchés à court terme de l'énergie éolienne dans les pays membres de l'AIE. Cependant, les techniques de sélection des sites d'implantation et la technologie des systèmes de conversion devraient être directement applicables aux situations existant dans le tiers monde. La participation du SEA et du CNRC à ce projet dépendra du soutien accordé par EMR.

4.0 SYSTÈMES DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Un système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE) est un dispositif quelconque permettant de convertir l'énergie cinétique d'une masse d'air atmosphérique en mouvement en une forme d'énergie plus commode pour l'application considérée. La forme la plus courante d'énergie finale d'un SCEE est l'énergie électrique, mais de nombreux SCEE sont utilisés pour pomper de l'eau, chauffer des locaux ou des liquides, moudre des grains, scier du bois et autres applications similaires.

L'expression moulin à vent est généralement réservée aux dispositifs utilisés pour moudre ou broyer. L'expression pompe éolienne est souvent utilisée pour décrire des machines dans lesquelles une pompe est actionnée mécaniquement par un rotor. Les expressions éoliennes, centrale aéroélectrique, aérogénérateur et l'expression générale SCEE décrivent généralement des systèmes de production d'électricité.

La plupart des anciens moulins à vent et tous les SCEE modernes sont conçus pour fonctionner automatiquement. L'intervention humaine est prévue seulement pour la maintenance occasionnelle. Par conséquent, les systèmes doivent s'autoréguler et s'autoprotéger, en plus de réguler l'énergie fournie, non seulement pendant le fonctionnement normal, mais aussi en cas de défaillance partielle occasionnelle du système et dans des conditions atmosphériques extrêmes.

4.1 Principales configurations

La plupart des systèmes de conversion de l'énergie éolienne comprennent cinq éléments principaux (figure 9) :

Le rotor	consiste en un nombre de surfaces aérodynamiques qui, lorsqu'elles sont exposées au vent, extraient l'énergie aérocinétique du vent et la convertissent en énergie mécanique sur un arbre ou un mécanisme à mouvement alternatif.
La transmission mécanique	comprend les arbres, les paliers, les boîtes de vitesse, les freins et autres mécanismes qui font correspondre les caractéristiques de la puissance fournie par le rotor aux exigences du convertiseur d'énergie tel que le générateur, la pompe, etc.
Le convertisseur d'énergie	comprend le générateur, la pompe à eau, la pompe hydraulique ou la meule. Il fournit le travail utile, sous la forme désirée.

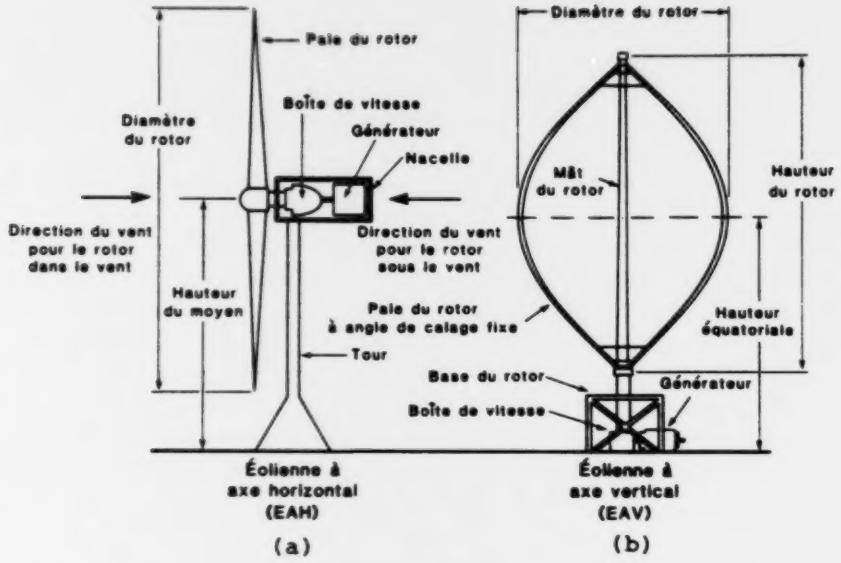


Figure 9. Éléments d'un système de conversion de l'énergie éolienne.

La structure support — comprend les fondations, la tour, les haubans et tout autre équipement utilisé pour soutenir le rotor et, peut-être, d'autres éléments.

Le système de régulation — c'est le système qui commande l'opération de tout le dispositif en accord avec les conditions de vent et les exigences de la charge. Il protège à la fois le SCEE et la charge en cas de conditions inacceptables.

Il existe deux configurations courantes de SCEE, suivant la direction de l'axe de rotation du rotor. Les éoliennes à axe horizontal (EAH) ont leur axe de rotation parallèle au sol, donc parallèle au vent (figure 9a). La transmission mécanique et le convertisseur d'énergie sont généralement installés derrière le rotor de type hélice et l'ensemble du dispositif doit pivoter au sommet de la tour pour que le rotor pointe toujours dans la direction du vent.

Les éoliennes à axe vertical (EAV) ont leur axe perpendiculaire au sol et peuvent donc fonctionner quelle que soit la direction du vent (figure 9b). La transmission mécanique et le convertisseur d'énergie sont généralement placés dans un module de puissance à la base du rotor. Le palier supérieur du rotor peut être soutenu par des haubans ou par une structure externe ou encore, dans certains cas, le rotor peut être placé en porte à faux avec le module.

La plupart des SCEE conçus pour la production d'électricité comportent un nombre relativement réduit de pales minces. Un tel système possède généralement une grande efficacité aérodynamique lorsque le rapport entre la vitesse des pales et la vitesse du vent est relativement élevé (dans ce cas, le rapport de vitesse nécessaire pour faire correspondre la vitesse du rotor à celle de l'arbre d'un générateur normal est inférieur et la boîte de vitesse est alors moins coûteuse et plus efficace.)

Pour des applications à basse vitesse telles que le pompage ou le broyage (en particulier lorsque le convertisseur d'énergie requiert un couple de démarrage élevé), il est préférable d'utiliser des rotors multipales ou à facteur de plénitude élevé. Le facteur de plénitude représente le rapport entre la projection de l'aire des pales et l'aire balayée par les pales en rotation. Les moulins à vent américains traditionnels ont des rotors à facteur de plénitude relativement élevé et les aérogénérateurs modernes équipés de rotors à deux ou trois pales ont des facteurs de plénitude faible.

Les EAH et EAV à faible facteur de plénitude ont des rendements de pointe à peu près égaux. Cependant, chaque type possède des avantages et des inconvénients particuliers qui seront examinés plus loin.

4.2 Applications courantes des SCEE

4.2.1 Systèmes à courant alternatif couplés au réseau

La façon la plus simple d'utiliser un SCEE pour produire de l'électricité consiste peut-être à le relier directement à un réseau de distribution de l'électricité. Si la taille du SCEE est faible comparée à celle des autres dispositifs de production alimentant le réseau, il n'y a pas de problème de stabilité globale du système et le système de régulation du SCEE peut être réglé sur la fréquence et la tension du réseau. Cela permet d'utiliser des ensembles moteur à induction/générateur simples et peu coûteux ainsi que des alternateurs synchrones. La vitesse de rotation du SCEE est pratiquement constante lorsque ce dernier produit de l'électricité.

Certains systèmes vent/diesel peuvent être considérés comme couplés au réseau si la puissance nominale totale du SCEE ne dépasse pas 10 à 20 % de la puissance nominale du groupe diesel. On est sûr ainsi que le groupe diesel produit suffisamment d'électricité pour régulariser la puissance du réseau.

Des systèmes reliés au réseau beaucoup plus gros sont très répandus en Californie, où des milliers de SCEE de l'ordre du sousmégawatt ont été couplés aux principaux réseaux de distribution, le Southern California

Edison (SCE) et le Pacific Gas and Electric (PGE). Malgré une puissance additionnelle supérieure à 1000 MW, les SCEE représentent seulement environ 5 % de la capacité du réseau et ont par conséquent peu ou pas d'effets sur la stabilité de la fréquence ou du voltage même pendant les périodes de demande minimale et de grand vent.

4.2.2 SCEE à courant alternatif et à courant continu autonome

Dans les systèmes plus petits, ou lorsque l'énergie éolienne représente une fraction importante de la demande, il est nécessaire de concevoir le système de régulation du SCEE de façon qu'il maintienne automatiquement la fréquence et la tension à l'intérieur de certaines limites. Pour la plupart des systèmes à courant continu, cela suppose une commande précise de la vitesse du rotor du SCEE même en présence de rafales de vent : Ainsi, le système de régulation doit être suffisamment sensible et puissant pour régulariser l'ensemble rotor/transmission mécanique de haute inertie. Dans certains SCEE à courant alternatif, le rotor de l'éolienne est déconnecté du réseau par l'intermédiaire d'un dispositif électrique tel un convertisseur de fréquence statique (CFS) qui accepte diverses fréquences de courant alternatif proportionnelles à la vitesse du rotor, convertit le courant électrique en courant continu et reconstitue un courant alternatif de fréquence et de tension constantes compatibles avec celles du réseau. ÉOLE, le prototype canadien d'EAV de 4 MW, est équipé d'un CFS. Le fait de permettre au rotor de fonctionner à une vitesse variable augmente le rendement de la conversion d'énergie d'environ 10 %, mais présente des inconvénients du point de vue de la dynamique structurale (voir section 4.3.3).

Les petits aérogénérateurs tels que ceux fournissant l'électricité à des stations de relai en télécommunication et à des aides à la navigation sont souvent équipés de générateurs à courant continu qui chargent des batteries utilisées comme sources de courant. Dans ce cas, le système de régulation du SCEE doit pouvoir répondre à toutes les combinaisons de vitesse du vent et de niveau de charge des batteries.

De récentes études économiques menées par la firme Mechron Engineering (A-46) ont montré que l'alimentation par batteries était rentable jusqu'à des tailles de SCEE appropriées à de petites collectivités isolées. Les économies réalisées avec le SCEE augmentent lorsque le groupe diesel fonctionne de façon plus efficace pour fournir la charge d'appoint. On espère pouvoir construire et monitorer un tel système, sous les auspices d'EMR, pour vérifier les résultats de ces études.

Des études similaires menées aux États-Unis, au Royaume-Uni et au Danemark ont confirmé les avantages du stockage de diverses quantités d'énergie dans les centrales vent-diesel. Les grandes variations temporelles de l'énergie

éolienne limitent son utilisation comme source d'électricité pour les collectivités. Le stockage de l'énergie peut constituer un piège temporaire lors d'excès momentanné d'énergie éolienne pendant les rafales de vent et l'énergie est ensuite récupérée pendant les périodes de calme subséquentes. Le stockage à très court terme peut être utilisé pour éliminer les fluctuations plus rapides de la puissance fournie par le SCEE dues aux turbulences ou à la nature de l'équipement de conversion.

Dans les systèmes électriques, les batteries constituent la forme la plus courante de stockage, bien qu'elles présentent certains inconvénients tels que la nécessité d'un équipement de rectification et d'inversion ainsi qu'une forme quelconque de protection de l'environnement. De plus, la plupart des études ont montré que c'est la vitesse du transfert de puissance à l'entrée et à la sortie du système de stockage qui détermine la capacité de la batterie, plutôt que la quantité d'énergie à stocker. D'autres systèmes de stockage tels que le stockage hydraulique, le stockage pneumatique et les volants font actuellement l'objet d'études approfondies.

4.2.3 Systèmes de pompage

L'emploi de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau remonte à plusieurs siècles. Aux Pays-Bas, de grands espaces ont été reconquis sur la mer du Nord par des milliers de grosses pompes éoliennes hollandaises. En Amérique du Nord, plus de huit millions de petites éoliennes ont fourni l'eau destinée à l'irrigation et au bétail jusqu'à ce que l'électrification rurale à la fin des années 20 et au début des années 30 les fassent tomber en désuétude.

Dans la plupart des petites pompes éoliennes, des rotors à axe horizontal à facteur de plénitude élevé commandent des pompes à piston à déplacement positif par l'intermédiaire d'un mécanisme de transmission glisseur-manivelle quelconque. Plus récemment, des pompes pneumatiques et des systèmes à couplage électrique ou hydraulique ont été introduits, les premiers pour éviter les problèmes de gel et de puits sec, les seconds pour faciliter le choix du site d'implantation et permettre un meilleur fonctionnement de l'éolienne.

Il a été suggéré d'utiliser de grandes batteries de pompes éoliennes pour renvoyer l'eau en amont des barrages hydroélectriques, afin de pouvoir réutiliser cette eau dans les turbines hydrauliques. Ce système est appelé centrale hydraulique à stockage par pompage car l'énergie éolienne est "stockée" sous la forme d'eau pompée jusqu'à ce que la demande soit suffisante. De cette façon, comme dans le cas des réservoirs d'irrigation, l'énergie éolienne est temporairement déconnectée de la charge, ce qui permet d'utiliser toute l'énergie éolienne captée.

4.3 Caractéristiques fondamentales

4.3.1 Performance et production d'énergie

Toutes les éoliennes ont des courbes de performance similaires à celles illustrées à la figure 10. En dessous d'une certaine vitesse du vent dite vitesse d'amorçage, le rotor ne produit pas un couple suffisant pour vaincre l'inertie du système et le frottement. Lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse d'amorçage, la puissance fournie par l'éolienne augmente rapidement, à peu près proportionnellement au cube de la vitesse du vent. À une certaine vitesse du vent prédéterminée, la puissance de l'éolienne atteint la capacité nominale du mécanisme de transmission ou du convertisseur d'énergie. L'accroissement de la puissance du rotor est limité afin d'éviter la surcharge du système. Plusieurs moyens permettent de limiter la puissance (voir section 4.3.2). Au-delà d'une certaine vitesse maximale du vent dite vitesse d'éclipsage, la plupart des SCEE sont arrêtés afin d'éviter la surtension. Bien que la puissance fournie serait grande, de telles vitesses élevées se produisent si peu fréquemment que la quantité d'énergie produite reste peu importante. Enfin, le fonctionnement à une vitesse du vent très élevée peut réduire considérablement la durée de vie en fatigue. Par conséquent, la vitesse d'éclipsage reste au choix du concepteur et, de fait, certains SCEE ne possèdent pas de vitesse d'éclipsage. Voici quelques valeurs courantes relatives à des SCEE utilisés pour la production d'électricité :

$V_{\text{d'amorçage}} \approx 4$ m/s
$V_{\text{nominale}} \approx 10$ m/s
$V_{\text{d'éclipsage}} \approx 20$ m/s

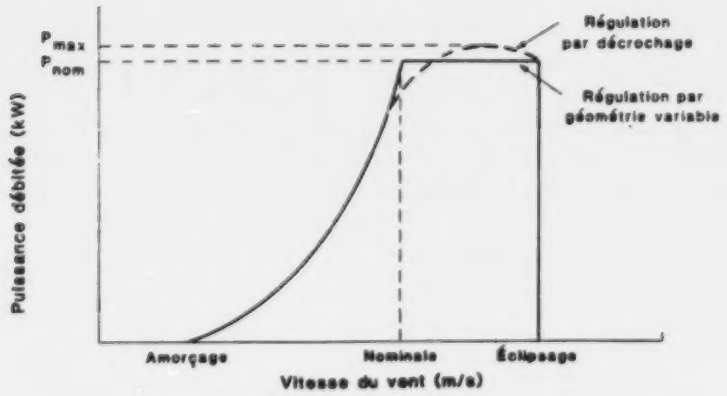


Figure 10. Courbe classique de performance d'un SCEE.

Diverses méthodes d'analyse ont été élaborées pour prévoir la performance de l'éolienne à partir des principes aérodynamiques appliqués à la géométrie spécifique du rotor. Les principales techniques sont décrites à la section 5.1.

Les performances d'éoliennes de différents types et tailles peuvent être comparées à l'aide de paramètres non dimensionnels, comme le montre la figure 11.

Le "coefficient de puissance, C_p" en ordonnée est un paramètre qui mesure l'efficacité de l'éolienne à convertir la puissance aérocinétique du vent en puissance mécanique, soit :

$$[6] \qquad C_p \equiv \frac{\text{Puissance fournie par le rotor}}{\text{Puissance cinétique approchant le rotor}} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A V^3}$$

D'après la théorie aérodynamique, C_p ne peut dépasser 0,593, limite dite de Betz, pour des rotors non carénés. Les valeurs maximales courantes se situent entre 0,2 et 0,4 pour diverses éoliennes, comme le montre la figure.

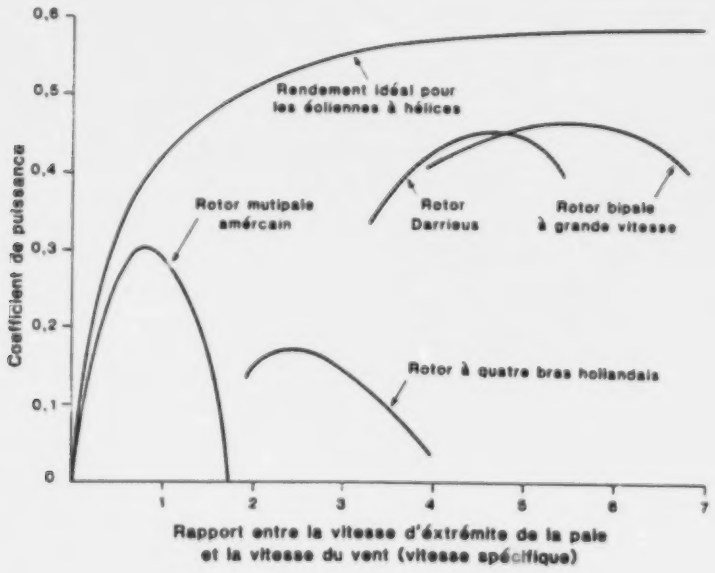


Figure 11. Performance non dimensionnelle de divers types d'éoliennes.

La vitesse spécifique (TSR) en abscisse est le rapport de la vitesse de la partie la plus rapide de la pale (en général l'extrémité; la section équatoriale dans les pales courbes des EAV) et la vitesse du vent, soit :

[7] $$TSR \equiv U/V = R_{max}\omega/V$$

où

U = vitesse maximale de la pale (m/s)
V = vitesse du vent (m/s)
R_{max} = rayon maximal de la pale (m)
ω = vitesse de rotation (rad/s)

La valeur de TSR au point où la branche droite de la courbe C_p-TSR coupe l'axe des abscisses indique la charge nulle ou la vitesse spécifique "d'emballement". Elle donne donc une indication de la vitesse maximale que le rotor pourrait atteindre si la charge n'était pas connectée.

Pour des éoliennes à vitesse constante, telles que celles qui sont souvent utilisées pour fournir de l'électricité aux réseaux, une courbe C_p-TSR étalée signifie que le rotor fonctionnera près de son rendement maximal sur une large gamme de vitesses du vent. À l'inverse, une courbe étroite ou pointue indique une diminution rapide de l'efficacité du rotor lorsque TSR s'éloigne de sa valeur optimale. Il peut alors être préférable d'avoir une vitesse de rotation variable pour conserver un rendement élevé sur une plage donnée de vitesses du vent. Les rotors à faible coefficient de plénitude dont la valeur de C_p (max) est maximale pour une valeur élevée de TSR sont généralement plus efficaces lorsque la vitesse de rotation est grande, mais le couple de démarrage est souvent peu élevé. Par conséquent, ils conviennent à la production d'électricité. Les rotors à coefficient de plénitude élevé dont la valeur de C_p est maximale pour une faible valeur de TSR ont généralement un meilleur rendement à de faibles vitesses de rotation et un couple de démarrage élevé. Ils conviennent tout particulièrement au pompage.

La quantité d'énergie fournie par an peut être calculée par intégration du produit de la courbe de puissance du SCEE et de la courbe vitesse du vent-durée qui décrivent le régime de vent sur le site. Cette technique est illustrée à la figure 12. La courbe de régime de vent sur le site donne une vitesse du vent V pour un total de T heures par an. La courbe de performance du SCEE indique que pour une vitesse du vent V, le SCEE produit P kilowatts. Par conséquent, l'énergie produite pendant toute l'année avec une vitesse du vent V est égale à P × T kWh. En répétant ce calcul pour toutes les vitesses du vent entre les vitesses d'amorçage et d'éclipsage, puis en faisant la somme des énergies, on obtient l'énergie annuelle totale produite par ce SCEE avec ce régime de vent, en supposant que la machine

peut fonctionner en tout temps (c'est-à-dire sans temps d'indisponibilité). Cette méthode et d'autres méthodes similaires ont été programmées sur des micro-ordinateurs personnels. Elles sont décrites dans la documentation publique (A-30, A-33).

Lorsqu'on évalue la performance d'un SCEE, il est courant de supposer une distribution de Rayleigh (k = 2,0) pour la courbe vitesse- durée décrivant le régime de vent. Cette approximation est justifiée dans de nombreux cas. Cependant, on a observé des distributions qui n'étaient pas de Rayleigh sur certains sites, mais aucune corrélation quantitative entre la valeur de k et la topographie n'a encore été établie. L'effet d'une distribution de la vitesse du vent qui ne soit pas de Rayleigh sur le rendement énergétique n'est pas négligeable et dépend aussi de la vitesse moyenne du vent. Toujours en utilisant la performance de SCEE actuels courants, le rapport d'énergie pour une distribution k autre que la distribution de Rayleigh a été calculé et a été porté en fonction de la vitesse moyenne annuelle du vent à la figure 13.

On observe que l'importance des valeurs du coefficient de Weibull k pour une distribution qui n'est pas de Rayleigh est plus grande pour des

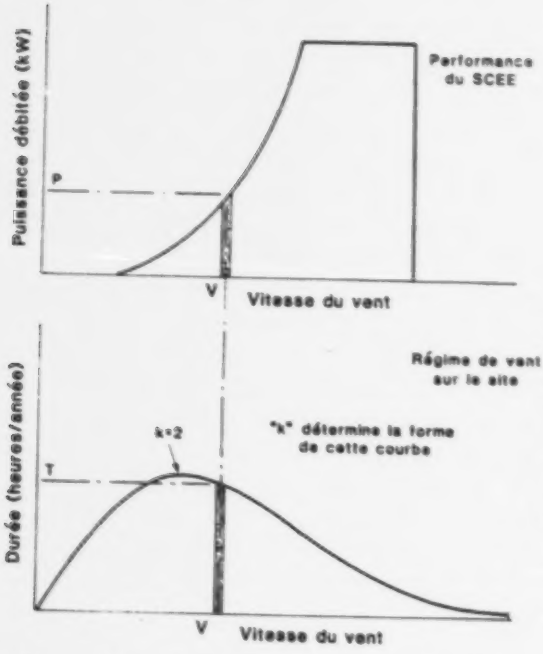


Figure 12. Calcul de l'énergie fournie par un SCEE.

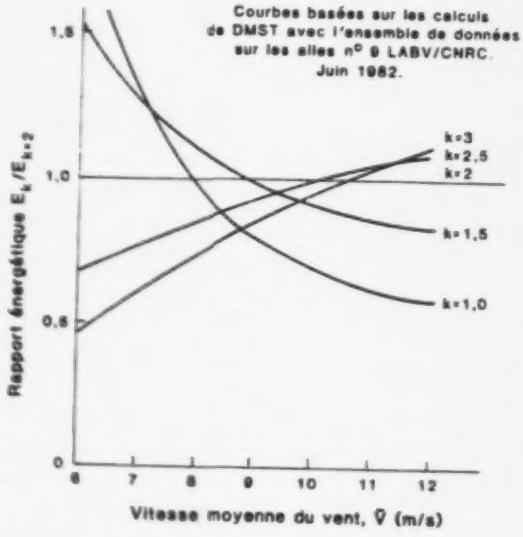


Figure 13. Effet du coefficient de Weibull k sur l'énergie produite par un SCEE.

vitesses moyennes, faibles et modérées. À l'exception des régimes de vent extrêmement énergisants, la production d'énergie est plus élevée lorsque $k < 2,0$. De fait, le gain d'énergie est relativement important si $k < 1,5$ pour des régimes de vent modérés avec $V < 6$ m/s.

4.3.2 Optimisation du système

D'après la figure 12, il est clair qu'il est nécessaire de faire correspondre la performance du SCEE au régime de vent sur le site pour maximiser l'énergie produite. Les SCEE possédant des vitesses d'amorçage et d'éclipsage élevées conviennent pour les sites venteux avec des périodes assez longues de vent fort. À l'inverse, pour les sites modérément venteux où prédominent des périodes de vent faible, on préférera un SCEE avec une faible vitesse d'amorçage car, même si la puissance est faible, de longues périodes de fonctionnement fournissent une quantité considérable d'énergie. Essentiellement, faire correspondre la performance du SCEE au régime de vent revient à faire glisser la courbe de puissance vers la droite ou la gauche afin de maximiser l'intégrale d'énergie.

Un paramètre important dans la détermination de la forme de la courbe de puissance du SCEE est la taille relative du rotor par rapport à celle du convertisseur d'énergie. Pour des machines électriques, le paramètre "puissance spécifique" se définit ainsi :

[8] $$PL \equiv P_{max}/A$$

où

PL = puissance spécifique (W/m^2)
P_{max} = puissance maximale ou nominale (W)
A = surface balayée par le rotor (m^2)

La puissance spécifique est une mesure de la taille du générateur que le concepteur choisit de connecter à un rotor de taille donnée. La quantité d'énergie fournie est quelque peu sensible à ce paramètre. En effet, un très gros générateur couplé à un rotor donné sera efficace seulement en présence de vent très fort et, partant, en présence de vent faible ou modéré, un tel système mal apparié produira en fait moins d'énergie que le même rotor entraînant un générateur plus petit approprié. Ce phénomène est illustré quantitativement à la figure 14 (obtenue à partir de la référence A-30).

D'après ces graphiques, il est évident qu'une puissance spécifique non appropriée au régime de vent du site considéré peut entraîner des pertes d'énergie non négligeables. Avec des régimes de vent défavorables (lorsque la vitesse moyenne annuelle du vent $V < 5$ m/s), les puissances spécifiques

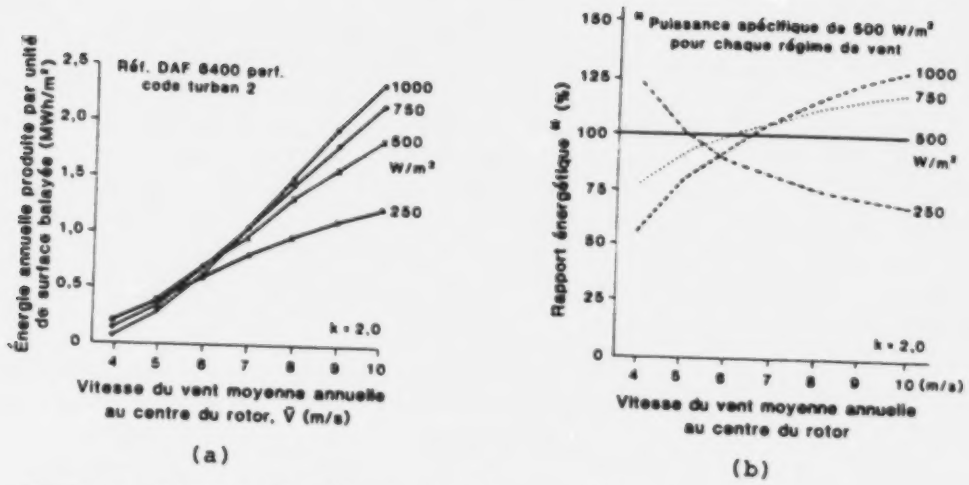


Figure 14. Effets de la puissance spécifique sur l'énergie produite en fonction de la vitesse du vent: (a) énergie annuelle produite par unité de surface balayée, (b) énergie produite relative.

devraient être inférieures à 250 W/m^2. Avec des régimes de vent modérés, la production d'énergie est moins sensible à la puissance spécifique et des éoliennes dont la puissance spécifique se situe entre 500 et 750 W/m^2 fournissent la même quantité d'énergie, à 10 % près, sur une gamme de vitesses du vent moyennes de 5 à 7 m/s. Avec des régimes de vent de haute énergie, lorsque la vitesse moyenne annuelle est supérieure à 7 m/s, des puissances spécifiques de 750 W/m^2 et plus sont appropriées.

Par contre, dans les gammes de valeurs des paramètres données sur les graphiques, une puissance spécifique de 500 W/m^2 se traduit par une perte de 25 % de l'énergie produite à une vitesse moyenne annuelle du vent de 4 m/s, par un rendement optimal à une vitesse d'environ 5,5 m/s et par une perte de 30 % à une vitesse de 10 m/s, lorsqu'on compare avec les valeurs optimales de la puissance spécifique dans chaque cas.

Voici les valeurs optimales approximatives :

Vitesse moyenne annuelle du vent (m/s)	Puissance spécifique (W/m^2)
<5	<250
5 - 6	500
6 - 7	750
>7	>1000

La puissance spécifique n'influe pas seulement sur le rendement énergétique total mais aussi sur le comportement opérationnel des SCEE. Une éolienne de puissance spécifique élevée aura tendance à fournir une grande puissance pendant des périodes de temps relativement courtes (seulement lorsque la vitesse du vent est très élevée). Une machine de puissance spécifique légèrement plus faible peut en fait produire la même quantité d'énergie totale, mais à une puissance plus faible pendant des périodes plus longues. Le dernier cas est généralement préférable et, partant, toutes choses égales par ailleurs, l'éolienne de puissance spécifique plus faible (dans la fourchette "approximativement optimale") constitue souvent le meilleur choix. De plus, le générateur et la transmission mécanique coûtent généralement moins cher pour les machines de faible puissance spécifique.

L'expression "facteur d'installation" est souvent utilisée pour définir la fraction moyenne d'une puissance nominale de SCEE qui est produite. Le facteur d'installation se définit ainsi :

$$PF \equiv \frac{OE}{T(h)\ P_{max}}$$

où

PF = Facteur d'installation
OE = Énergie produite (Wh) pendant le temps T(h)
P_{max} = Puissance maximale ou nominale du SCEE (W)

Les facteurs d'installation de SCEE bien conçus sur des sites moyennement venteux se situent généralement entre 0,2 et 0,3.

4.3.3 Considérations structurales

Bien que la structure des éoliennes soit apparemment simple, la plupart des éléments sont soumis à des charges cycliques et le concepteur doit porter une attention particulière aux modes et fréquences de résonance ainsi qu'aux matériaux et à la durée de vie en fatigue des éléments fixes et en mouvement. Dans les EAH à faible coefficient de plénitude, la charge cyclique est due à l'inversion des forces gravitationnelles qui s'appliquent sur les pales lorsque ces dernières tournent et aux variations des forces aérodynamiques causées par le cisaillement du vent et les turbulences. Dans les EAV, les forces gravitationnelles et centrifuges sont uniformes, mais les forces aérodynamiques sont cycliques, les pales du rotor passant par les positions vent latéral, avec le vent, vent latéral, au vent au cours de chaque révolution.

En plus des charges uniformes et cycliques transmises par le rotor, la structure d'une éolienne est soumise à des charges dues à la trainée aérodynamique, à des perturbations sismiques et aux travaux d'érection. Même le comportement dynamique structural des éléments fixes tels que les haubans et les tours doit être analysé afin d'éviter les excitations résonantes. De fait, il existe généralement une relation étroite entre les caractéristiques dynamiques structurales des éléments en rotation et celles des éléments fixes, comme par exemple entre le rotor et les haubans d'une EAV de Darrieus.

Les méthodes analytiques permettant de prévoir les modes et fréquences de résonance des rotors et des supports d'éoliennes sont généralement très complexes. Elles font souvent appel à des progiciels d'analyse dynamique structurale tels que NASTRAN, GAROS et autres.

L'objectif du concepteur est d'éviter une coincidence entre les résonances structurales importantes et les fréquences d'excitation causées par les charges cycliques. Les fréquences de résonance d'un grand nombre de rotors dépendent quelque peu de la vitesse de rotation, les forces centrifuges ayant tendance à rendre la structure du rotor plus rigide. Ainsi, la pratique courante consiste à représenter les caractéristiques dynamiques structurales du rotor de l'éolienne sur un graphique de la fréquence en fonction de la vitesse de rotation (voir figure 15). Sur un tel graphique (appelé diagramme de Campbell), les droites partant de l'origine représentent les fréquences d'excitation non dimensionnelles correspondant à une

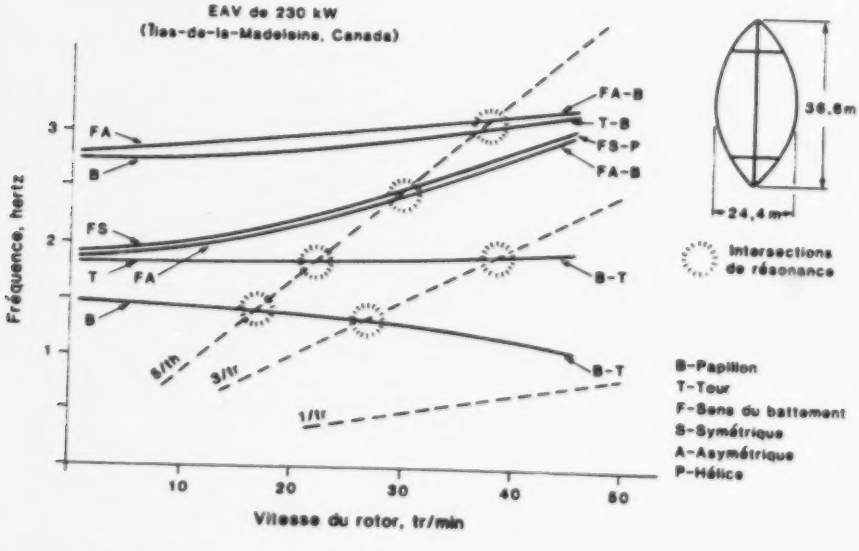


Figure 15. Diagramme de Campbell montrant les caractéristiques dynamiques structurales d'une EAV (à partir de la référence E-20).

par révolution (1P), deux par révolution (2P) etc. Les intersections de ces rayons d'excitation et des courbes de fréquence de résonance déterminent les régions de vibrations dangereuses éventuelles. Le transfert d'énergie de la force d'excitation à la structure n'est pas identique pour tous les points de résonance. Par conséquent, les intersections sur le diagramme de Campbell ne sont pas nécessairement toutes dangereuses ou bien toutes ne limitent pas forcément la durée de vie en fatigue. Le concepteur doit se fier à une combinaison d'analyse, d'expérience et de bon sens pour distinguer les intersections qui sont vraiment dangereuses de celles qui présentent seulement un intérêt théorique. Dans la conception finale, la vitesse de fonctionnement doit se situer loin des points de résonance dangereux, mais il faut aussi admettre qu'il sera probablement nécessaire d'accepter des résonances éventuellement dangereuses pendant le démarrage et l'arrêt.

Le diagramme de Campbell permet de visualiser clairement le danger additionnel et la complexité d'un fonctionnement à vitesse variable. Au lieu d'une simple ligne verticale définissant les fréquences d'excitation discrètes 1P, 2P, etc., comme dans le cas d'un fonctionnement à vitesse constante, le fonctionnement à vitesse variable créé une bande de fréquences d'excitation à chaque harmonique et le risque d'approcher une résonance dangereuse est considérablement plus élevé. C'est une des raisons pour lesquelles la plupart des SCEE actuels fonctionnent à vitesse constante, surtout ceux qui sont couplés au réseau.

Les problèmes de dynamique structurale des rotors à facteur de plénitude élevé sont en général beaucoup moins importants. Des pales moins flexibles, une vitesse de rotation et une tension beaucoup moins grandes ainsi qu'une construction généralement plus robuste contribuent à réduire, mais non à éliminer, les problèmes de dynamique structurale des éoliennes traditionnelles utilisées pour le pompage de l'eau et autres machines semblables.

Outre les contraintes uniformes, cycliques et résonantes auxquelles sont soumis les éléments d'une éolienne, il faut aussi tenir compte de l'environnement dans lequel la machine est installée. Les effets corrosifs de l'environnement marin ainsi que les caractéristiques de fatigue peuvent éventuellement jouer un rôle important dans le choix des matériaux et des méthodes de fabrication. Dans les régions côtières et septentrionales, il faut aussi tenir compte de la trainée et des forces de gravitation additionnelle dues aux accrétions de glace. Des charges nominales acceptées à l'échelle du pays ont été définies pour les SCEE canadiens. Elles sont publiées par l'Association canadienne de normalisation dans la référence E-9 (voir aussi la section 6.4).

4.3.4 Techniques de régulation et de protection

Le but d'un système de régulation d'un SCEE est de maximiser la production d'énergie tout en maintenant le fonctionnement dans des conditions techniques et environnementales acceptables. Tous les SCEE doivent être équipés d'un dispositif permettant de limiter la puissance produite en cas de vents violents, afin de ne pas surcharger la transmission mécanique et le convertisseur d'énergie. Trois méthodes sont couramment utilisées : l'effaçage du rotor, la géométrie variable et le décrochage aérodynamique. Toutes les méthodes visent essentiellement à diminuer le rendement du rotor pour que la puissance fournie reste dans des limites prescrites.

La plupart des pompes éoliennes et plusieurs petites EAH électriques utilisent l'effaçage pour limiter la puissance. Cette technique consiste à détecter des vents anormalement forts et à faire tourner progressivement le plan du rotor pour qu'il ne soit plus perpendiculaire au vent. Le mécanisme permettant d'obtenir cette "erreur de lacet" volontaire est souvent intégré à la machinerie installée au sommet de la tour de sorte que des forces aérodynamiques asymétriques agissant sur des ressorts ou des contrepoids obligent le rotor à s'effacer graduellement au-dessus d'une certaine vitesse "nominale" du vent et à s'effacer complètement (parallèle au vent) à la vitesse d'eclipsage. Avec ces systèmes, le rotor se déplie automatiquement lorsque la vitesse du vent diminue et se trouve dans les limites de fonctionnement. Il faut noter qu'en raison de leur symétrie directionnelle, les EVA ne peuvent généralement pas être équipées de ce dispositif de régulation. En d'autres termes l'erreur de lacet est impossible avec le rotor d'une EAV.

De nombreuses EAV de grande taille sont équipées de mécanismes permettant de régler l'angle de calage des pales pendant le fonctionnement. Au démarrage, l'angle de calage est réglé de façon que le couple soit maximal à une vitesse du rotor nulle et en présence de vent faible. Pendant le fonctionnement normal, l'angle de calage est réglé de façon à optimiser le rendement et, partant, à maximiser la production d'énergie. À des vitesses de vent élevées, l'angle de calage est réglé de façon à ne pas maintenir la puissance nominale, c'est-à-dire de façon que le dispositif ait un rendement inférieur au rendement de pointe pour ne pas surcharger la transmission mécanique. On peut aussi effectuer ces réglages d'angle de calage des pales sur des rotors à axes verticaux à pales droites, mais il est difficile, voire impossible, d'effectuer ces réglages sur des EAV à pales courbes.

Pour produire de la puissance, la plupart des pales de SCEE fonctionnent de la même façon qu'une aile d'avion : l'écoulement de l'air autour de la surface de l'aile crée une "portance". Si l'angle d'attaque de l'écoulement

près de l'aile dépasse une certaine valeur, l'écoulement s'écarte de la surface de la pale et l'aile "décroche" aérodynamiquement, ce qui s'accompagne d'une perte de portance ou de puissance. On peut utiliser ce phénomène pour limiter la puissance des EAV et des EAH, en particulier lorsque les éoliennes fonctionnent à vitesse de rotation constante, ce qui est le cas des aérogénérateurs couplés au réseau. Si le profil d'aile et la vitesse de rotation sont correctement choisis, une augmentation de la vitesse du vent au-delà d'une certaine valeur modifie l'angle d'écoulement par rapport à la pale et une partie de la pale "décroche". Dans les EAV Darrieus à pales courbes, le décrochage part des deux extrémités de la pale près de la colonne et progresse vers l'équateur. Dans les EAH, le décrochage va du moyeu vers l'extrémité lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur "nominale". Le décrochage aérodynamique n'est pas aussi précis que la technique de la variation de l'angle de calage pour maintenir une puissance nominale constante, mais il présente l'avantage de permettre l'élimination des éléments à géométrie variable et des systèmes d'accélération sur le rotor.

En plus de limiter la puissance, le système de régulation des SCEE utilisés pour la production d'électricité doit maintenir la fréquence et la tension compatibles avec celles du réseau auquel est couplé le SCEE. La méthode la plus simple pour maintenir cette compatibilité consiste à doter le SCEE d'un générateur à induction synchronisé avec la fréquence du réseau qui maintient la vitesse de rotation du rotor dans une fourchette étroite de vitesses synchrones, les variations de la vitesse du vent modifiant considérablement la puissance fournie par le SCEE. Un autre avantage du générateur à induction est qu'on peut utiliser ce générateur comme un moteur, alimenté par le réseau, pour démarrer certains SCEE par vent faible. On peut se servir de commandes électroniques pour maintenir la compatibilité avec le réseau à l'aide de générateurs synchrones, leur plus grande complexité étant partiellement compensée par leur plus grand facteur de puissance. Récemment, on a introduit des systèmes de conversion ca-cc-ca qui permettent plus de souplesse dans l'appariement des caractéristiques du SCEE et du réseau. Un tel "découplage" permet une vitesse variable du rotor tout en maintenant une fréquence de sortie constante, ce qui libère le concepteur des contraintes relatives à la vitesse de rotation imposées par les caractéristiques de fréquence du générateur. Il convient de souligner le cas du projet ÉOLE dont le générateur multipole est entraîné directement (sans boîte de vitesses) par le rotor de l'EAV à des vitesses commandées de façon à permettre un rendement maximal du système par grand vent. Malgré ses 162 poles, le générateur ÉOLE de 3600 V à très basse vitesse produit du courant à environ 10 et 20 Hz suivant la vitesse du rotor et du vent. Ce courant électrique est redressé en courant continu puis inversé de nouveau en courant alternatif de 60 Hz compatible avec le réseau, avec un facteur de puissance unité. Ces convertisseurs statiques de fréquence se trouvent de plus en plus facilement dans le commerce à des prix avantageux par

rapport à d'autres systèmes de régulation des SCEE et de conversion du courant. L'IREQ a mené des essais exhaustifs avec ce type de convertisseur sur son EAV de 50 kW installée à Varennes (Québec).

Un grand nombre de SCEE utilisés pour la production d'électricité sont dotés d'anémomètres qui assurent le démarrage et la connexion au réseau de la machine lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse d'amorçage. Les mêmes anémomètres peuvent aussi être utilisés pour détecter les vitesses du vent supérieures à la vitesse d'éclipsage et interrompre le fonctionnement du SCEE.

Le système de régulation du SCEE doit aussi détecter les conditions opérationnelles et environnementales qui s'écartent des limites prévues ou qui sont dangereuses et protéger la machine le cas échéant. De nombreux défauts potentiels (tels une perte de charge, un réglage incorrect l'angle de calage, une défaillance du frein, etc.) se traduisent finalement par une survitesse de rotation du rotor qui, si aucune mesure n'est prise, peut entraîner une défaillance catastrophique. Ainsi, un grand nombre de systèmes de régulation comportent plus d'un niveau de protection contre la survitesse. Par exemple, ÉOLE utilise quatre niveaux de protection. Si la vitesse dépasse la valeur prescrite :

- le convertisseur de fréquences agit de façon que plus de courant soit fourni au réseau, puis
- le courant fourni par le générateur est envoyé dans une résistance asservie, et/ou
- des aérofreins se déploient pour empêcher la production de puissance par les pales et pour augmenter sensiblement la trainée aérodynamique sur le rotor, et enfin,
- un frein mécanique à double disque à six pinces est appliqué.

Avec les machines de production, on ne peut généralement pas s'offrir le luxe de quatre systèmes indépendants de protection contre la survitesse et les sous-systèmes les plus coûteux et les moins sûrs sont souvent omis. Des freins de secours sont quelquefois installés temporairement sur des prototypes par mesure de protection jusqu'à ce que la fiabilité et la rentabilité du système de production soient prouvées. Sur les EAV de 50 et 500 kW d'Indal Technologies, la roue à engrenage appliquée par gravité s'est révélée si sûre que les éoliennes de production n'ont pas besoin d'être dotées d'aérofreins et de systèmes de freinage à réaction. Sur certains SCEE, une conception permettant au rotor et à la transmission mécanique de supporter une vitesse d'emballement maximale empêche la survitesse.

Comme on l'a vu à la section 4.3.1, les rotors à coefficient de plénitude élevé ont des vitesses de rotation libre relativement faibles, même par vents forts. Avec ces SCEE il peut être plus rentable de concevoir le rotor de façon qu'il supporte des charges centrifuges élevées que d'équiper la machine de systèmes permettant de détecter et d'empêcher la survitesse.

Le comportement transitoire du système de régulation des éoliennes est important, à la fois pour la régulation pendant les rafales et les périodes de turbulence et pour éviter un fonctionnement inacceptable lors du branchement ou pendant les périodes de mauvais fonctionnement du réseau auquel le SCEE est connecté. Un prototype d'EAV de 500 kW a été détruit parce que son système de régulation n'a rien pu faire en présence d'une perte momentanée de puissance de ligne lors d'une séquence de démarrage par vent fort.

Comme tous les systèmes mécaniques, les SCEE (en particulier les SCEE de grande puissance) doivent être dotés de capteurs de monitorage qui détectent les mauvais fonctionnements, si possible avant qu'ils n'entraînent des défaillances catastrophiques. Des capteurs de vibration ordinaires, des moniteurs de température de palier, des détecteurs de baisse de pression des fluides essentiels, etc., peuvent être installés de façon à déclencher des mécanismes d'interruption préventive ou de diagnostic. Sur les grandes EAH, les pales sont quelquefois remplies d'air sous pression de sorte qu'une baisse de pression permet de diagnostiquer une fissure bien avant que cette dernière entraîne une perte de résistance critique. Un fabricant danois a utilisé un simple palier à billes placé sur un micro-interrupteur pour détecter des charges déséquilibrées ou notablement asymétriques sur le rotor : la tour tremble, le palier tombe et le système de régulation interrompt la turbine.

Les systèmes de régulation des pompes éoliennes sont généralement très simple et ne comportent souvent pas beaucoup plus que le mécanisme d'effaçage. A la suite d'essais visant à maximiser le captage d'énergie par le rotor à pales delta de 16 m, DELTX a équipé son éolienne d'un contrôleur hydromécanique qui modifie le mouvement de la pompe de façon à maintenir la vitesse spécifique près de la valeur correspondant au rendement optimal sur une large plage de vitesses du vent. Il est généralement admis que la complexité additionnelle se justifie seulement pour de grosses éoliennes. Les pompes éoliennes utilisées pour le drainage et pour certains types d'irrigation doivent être équipées d'un dispositif d'autoprotection au cas où le puits s'assèche (il n'y a alors pas de charge restrictive) quelle que soit la vitesse du vent.

Le système de régulation des SCEE utilisés dans les centrales hybrides vent-diesel doit être intégré au régulateur du groupe diesel et il doit répondre aux variations inévitables de la puissance fournie par le SCEE

dues aux variations de la vitesse du vent. Lors d'essais menés au Canada, on n'a pas observé de défaillances prématurées ni de problèmes de maintenance avec le régulateur du groupe diesel qui doit compenser les différences entre une demande de puissance relativement stable et une production par le SCEE hautement variable. Cependant, les expériences de fonctionnement à ce jour n'ont pas été très nombreuses et les projets actuels (par exemple Winisk, Fort Severn, Fort Chimo) devraient fournir plus d'information à ce sujet.

5.0 RECHERCHE EXPÉRIMENTALE ET ANALYTIQUE AU CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES DU CANADA

La recherche sur l'énergie éolienne au Conseil national de recherches a débuté plusieurs années avant la crise du pétrole de 1973 qui força les pays industrialisés à étudier activement les sources d'énergie renouvelable. Comme il a été mentionné dans l'introduction, en 1966, deux aérodynamicistes des Laboratoires d'aérodynamique des basses vitesses, P. South et R.S. Rangi, ont réinventé l'éolienne à axe vertical et à géométrie fixe connue maintenant sous le nom de rotor Darrieus, en l'honneur de G.J.M. Darrieus qui l'avait inventée en France il y a environ 40 ans. Les paragraphes suivants résument les travaux de laboratoire subséquents, expérimentaux et analytiques, qui ont servi de base à l'expansion du programme et à la mise au point d'EAV par l'industrie canadienne.

En particulier, la période de trois ans qui a commencé en 1973 a été une période d'intense activité pour une équipe constituée d'au plus deux à trois chercheurs. En 1976, il a été possible de publier des rapports décrivant des solutions préliminaires aux problèmes de la conception aérodynamique et de l'optimisation de la configuration, du flottement des pales et de la rupture du rotor en présence de grands vents ou d'accumulation de glace, de la conception des aérofreins, de l'utilisation de l'amortissement structural pour réduire les contraintes dues à la résonance et de la performance des éoliennes à vitesse constante couplées au réseau qui fournissent une grande fraction de la puissance. Pendant la même période, les chercheurs ont aussi mis au point l'emploi du rotor Savonius sur la colonne centrale du rotor pour améliorer l'autodémarrage, ils ont élaboré la première méthode analytique d'évaluation des limites pour l'espacement des éoliennes dans de très grands parcs et, enfin, ils ont produit les premières cartes des ressources éoliennes au Canada. Ce fût une période très productive et lorsque le programme gouvernemental de recherche et développement sur l'énergie éolienne (RDEE) a été officiellement mis en place en 1975, les fondements de la technologie des EAV avaient déjà été établis.

5.1 Recherches expérimentales

5.1.1 Performance des éoliennes à axe vertical

En 1966, South et Rangi ont mené des essais en soufflerie avec deux petits rotors d'EAV, d'environ 0,76 m de diamètre. Le premier comportait trois pales droites et, bien qu'il ait permis de prouver qu'un rotor à calage constant et à ailes symétriques pouvait tourner de lui-même et produire de la puissance, il s'est révélé structurellement inacceptable en raison des grands moments de flexion centrifuge dans les pales. Le second rotor comportait des pales courbes de la forme d'une corde à sauter, dans le but

d'éliminer les moments de flexion centrifuge. Il a été essayé avec deux, trois, quatre et six pales. Les résultats des essais en soufflerie avec les pales courbes ont été publiés en 1971 (A-1). Une fois corrigés en fonction de l'échelle des modèles, les résultats ont montré que le rendement aérodynamique maximal pourrait être comparable à celui des meilleures EAH modernes.

La recherche sur l'énergie éolienne à ce moment-là n'était pas prioritaire et peu de travaux ont été effectués jusqu'à la mise en service d'une nouvelle soufflerie de grandes dimensions (9 m × 9 m) au CNRC, au début des années 70. Les chercheurs ont alors pu essayer le premier rotor Darrieus de taille importante (4,27 m de diamètre) et les résultats, publiés en 1972 (A-2), ont confirmé qu'il était possible d'obtenir des rendements élevés pour de grandes valeurs du rapport vitesse de la pale/vitesse du vent. Plus précisément, un coefficient de puissance maximal (voir la définition à la section 4.3.1) de 0,37 a été obtenu pour un rapport de 6:1.

Lors d'essais subséquents dans la soufflerie de 9 m × 9 m avec un rotor de 3,66 m de diamètre comportant trois pales ou une seule pale à contre-poids, les chercheurs ont étudié l'utilisation d'un support externe pour le rotor, l'emploi d'aérofreins et l'effet de la surface totale des pales (ou plénitude) sur les caractéristiques de performance (A-6).

En 1975, il était devenu évident, d'après les mesures en soufflerie et l'accord avec les premières estimations théoriques (voir section 5.2.1 ci-dessous) que la performance aérodynamique des EAV Darrieus était suffisamment bien comprise pour passer à l'étape de la conception et les travaux de recherche en laboratoire avaient déjà été réorientés vers la résolution d'autres problèmes.

5.1.2 Couplage avec le réseau

Lorsque le rapport entre la vitesse de la pale et la vitesse du vent est faible (soit inférieur à environ 3:1), l'angle aérodynamique d'attaque des pales d'une EAV ou d'une EAH commence à excéder l'angle de décrochage des ailes, c'est-à-dire que l'écoulement en aval de l'aile s'écarte de l'extrados. Le rendement du rotor et le couple de torsion de l'arbre commencent à diminuer rapidement. L'une des conséquences est que les rotors à faible coefficient de plénitude (pale étroite ayant une surface relativement petite), qui ont un rendement élevé lorsque la vitesse de rotation est élevée, ont aussi un faible couple de démarrage. Bien entendu, cette propriété est un inconvénient avec les aéroturbines conçues pour fonctionner en autonome qui doivent de préférence pouvoir démarrer automatiquement. Cependant, cette propriété peut devenir un avantage dans la conception des éoliennes qui doivent être couplées à un réseau électrique existant.

Très tôt dans le programme de recherches du CNRC, les chercheurs ont observé que le décrochage aérodynamique progressif pouvait être utilisé pour limiter la puissance maximale d'une éolienne Darrieus par grands vents si la vitesse de rotation est maintenue constante, ou presque constante, car, lorsque la vitesse du vent augmente, l'angle d'attaque de la pale commence à osciller avec une amplitude croissante pour finalement dépasser l'angle de décrochage. On peut obtenir des vitesses de rotation pre[illegible]onstantes en couplant l'éolienne à un système électrique à courant alternatif, à l'aide d'un générateur synchrone ou d'un moteur/générateur à induction. Dans ce dernier cas, il y a un léger "glissement" entre la vitesse de l'arbre et la vitesse de rotation du champ alternatif synchrone, mais l'alternateur fonctionne soit comme un moteur soit comme un générateur suivant le couple appliqué sur son arbre. On peut alors faire démarrer le rotor et l'amener à la vitesse de fonctionnement en fermant simplement le circuit du système électrique. Le fait que le couple de démarrage aérodynamique est faible constitue un avantage dans ce cas car on peut le contrecarrer à l'aide d'un frein de faible capacité jusqu'à ce que le système de régulation de l'éolienne déclenche le démarrage électrique.

La première expérience de fonctionnement d'une éolienne Darrieus couplée au réseau a eu lieu en 1973. Une éolienne de 3,66 m de diamètre installée sur le toit du laboratoire a été connectée électriquement au réseau de 110 V, 60 Hz par l'intermédiaire d'un moteur à induction monophasé du commerce qui fonctionnait comme un générateur lorsque la vitesse du vent était suffisamment élevée. Depuis, la plupart des éoliennes Darrieus qui ont été couplées à un réseau électrique dans le monde ont été de ce type, avec des générateurs à induction triphasés et un système de régulation de la puissance par grands vents basé sur le décrochage aérodynamique. L'aéroturbine ÉOLE de 4 MW (section 7.9) sera différente : son générateur est de type synchrone et il est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur ca-cc-ca qui permet un fonctionnement à vitesse variable.

Le principe de la régulation par décrochage des éoliennes à vitesse constante avait déjà été utilisé dans la conception de rotors à axe horizontal, particulièrement au Danemark. Un grand nombre des éoliennes du commerce les plus réussies de ce pays sont couplées au réseau par l'intermédiaire d'alternateurs à induction et comportent des rotors tripales à axe horizontal, avec un angle de calage fixe. La simplicité de ce principe possède une contre-partie, à savoir une perte de rendement global puisqu'un moteur à géométrie fixe tournant à vitesse constante fournit un rendement aérodynamique optimal à une seule vitesse de vent. Cependant, les calculs montrent que la perte d'énergie globale est seulement d'environ 10 % ou moins (pour les EAH ou les EAV). Étant donné que la simplification du système peut facilement entraîner une amélioration de 10 % en ce qui a trait au coût et à la fiabilité, la perte d'énergie est généralement compensée.

5.1.3 Dynamique structurale du rotor et aéroélasticité

Dès le début des recherches sur les EAV, il a été évident que la fatigue des matériaux utilisés pour les pales du rotor constituait un problème éventuellement grave puisque les composantes transversales et longitudinales de la charge aérodynamique sur les pales étaient cycliques et contenaient des harmoniques de grande amplitude de la fréquence de rotation du rotor. Il y avait aussi des problèmes de stabilité structurale tels que la rupture par compression des pales courbes par grands vents lorsque le rotor s'arrête et la possibilité d'instabilité aéroélastique ou de flottement des pales pendant le fonctionnement. Le flottement des pales avait en fait été découvert accidentellement par les laboratoires Sandia vers 1974 lors d'essais en soufflerie d'un petit rotor Darrieus équipé de pales en bois.

À cette époque, le Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses du CNRC ne disposait pas des ressources nécessaires pour élaborer une analyse théorique de ces problèmes dynamiques. Cependant, les chercheurs avaient la chance de posséder une excellente gamme de souffleries à basses vitesses ainsi que la compétence requise pour adapter les techniques expérimentales qui étaient utilisées depuis longtemps pour d'autres études d'aéroélasticité dans les souffleries. Ainsi, ils ont pu essayer une série de maquettes de rotor dont la hauteur variait d'environ 0,15 à 9 m.

Les maquettes les plus petites étaient des modèles non rotatifs avec des pales fabriquées dans de la tôle pour cales plate. Elles ont été essayées dans une soufflerie à basse vitesse de 1 m × 1 m avec différentes orientations par rapport à la direction du vent dans le but de déterminer les conditions les plus critiques capables d'entraîner la rupture des pales par grands vents. Comme ils pouvaient s'y attendre, les chercheurs ont découvert que la rupture se produisait sur la pale dans le vent lorsque cette dernière présentait sa surface plane au vent, mais ils ont aussi découvert qu'il était possible de doubler approximativement la vitesse du vent capable d'entraîner une rupture des pales en consolidant les deux pales d'un rotor bipale à l'aide de deux contrefiches horizontales fixées à la colonne centrale. Le type d'analyse dimensionnelle utilisée pour la réduction des résultats de ces essais de maquettes a permis de tenir compte des effets de la gravité sur la stabilité des pales et, partant, d'évaluer les effets du poids de la glace accumulée sur la rupture de pales de poids initial donné causée par le vent.

Au début de 1975, il fut décidé de construire une grande EAV Darrieus qui a finalement été installée aux Îles-de-la-Madeleine dans le golfe du Saint-Laurent. Il a alors été nécessaire d'étudier ses caractéristiques dynamiques structurales. Les chercheurs ont construit une maquette du rotor à l'échelle 1/24 de 1,5 m de hauteur, avec des pales détachables de largeur,

épaisseur et matériaux différents pour étudier les conditions causant le flottement des pales. Les essais ont été menés dans la soufflerie de 2 m × 3 m du CNRC et, là encore, les chercheurs ont utilisé l'analyse dimensionnelle pour généraliser les résultats. Ils ont obtenu plusieurs résultats importants. La vitesse de rotation critique à laquelle les oscillations commencent est pratiquement indépendante de la vitesse du vent et peut être approximativement doublée par l'emploi du même type de contrefiches horizontales que celles qui s'étaient révélées efficaces pour renforcer les pales d'un rotor arrêté et éviter la rupture par grands vents. On a aussi découvert que, contrairement à ce qui se passait avec les ailes d'avion ou les pales d'un hélicoptère, l'emplacement relatif du centre de masse de la corde de la pale et du centre de torsion n'influait pas sur le flottement. Ce résultat a permis d'élargir considérablement la gamme de méthodes de construction des pales et a confirmé qu'il était possible d'utiliser des profilés creux en aluminium, innovation peu coûteuse qui avait déjà été introduite par Indal Technologies Inc. (à cette époque Dominion Aluminum Fabricating Ltd.).

Au milieu de l'année 1975, les chercheurs ont essayé une maquette aéroélastique à l'échelle 1/4 (9 m de hauteur par 6 m de diamètre) du rotor des Îles-de-la-Madeleine dans la soufflerie de 9 m × 9 m dans le but d'étudier d'autres problèmes dynamiques structuraux, en particulier ceux associés aux fréquences de résonance qui peuvent être excitées par des harmoniques des charges aérodynamiques supportées par les pales. Ils ont découvert une condition de résonance éventuellement dangereuse, à savoir le mode de résonance "papillon" dans lequel les pales opposées d'un rotor bipale oscillent par rapport à leur plan d'équilibre comme les ailes d'un papillon. Lorsque la fréquence propre de ce mode se trouve être un multiple impair (1, 3, 5, etc.) de la fréquence de rotation du rotor, des tensions de grande amplitude peuvent être induites par les charges aérodynamiques cycliques. En conséquence, les chercheurs ont conçu un système d'amortissement placé au point de fixation des contrefiches avec la colonne centrale du rotor et ils ont installé ce système dans l'éolienne des Îles-de-la-Madeleine. Cependant, des essais subséquents sur le terrain ont montré que les systèmes d'amortissement de ce type pouvaient créer des problèmes de maintenance et qu'il existait d'autres moyens d'éviter la résonance structurale.

Les chercheurs du CNRC n'ont pas poursuivi l'élaboration des méthodes théoriques permettant des analyses dynamiques structurales détaillées du rotor au-delà du stade préliminaire car les projets expérimentaux avaient fourni les données initiales nécessaires à la conception. En outre, ils savaient que les Laboratoires Sandia, aux États-Unis, travaillaient aussi à l'élaboration de méthodes d'analyse. Dans le cadre de l'étroite collaboration internationale qui s'était établie entre les laboratoires au début des travaux sur les EAV, le programme de réponse dynamique de Sandia, connu sous

le code FFEVD, était généreusement mis à la disposition des utilisateurs canadiens (A-19, F-16).

5.1.4 Aérofreins

Les modèles commerciaux d'éoliennes à axe vertical utilisés pour la production, y compris les freins mécaniques et les systèmes de régulation, ont atteint un tel degré de fiabilité que les risques de survitesse non contrôlée du rotor sont extrêmement faibles. Cependant, cela n'est pas nécessairement le cas avec les prototypes expérimentaux. Dans les phases initiales de la mise au point des EAV canadiennes, presque tous les rotors étaient équipés d'un type quelconque d'aérofreins à déclenchement automatique installé sur les pales, en général près de l'équateur du rotor. Les premiers essais dans la soufflerie du CNRC (A-6) ont montré que si ces freins étaient constitués de plaques plates s'ouvrant de façon que le plan des plaques, fixées par une charnière au bord de fuite des pales, soit approximativement perpendiculaire au plan de corde du profil d'aile, la résistance était suffisante pour s'opposer au couple du rotor, même si la surface totale des aérofreins était seulement de l'ordre de quelques pour cent de la surface balayée par le rotor. Ces freins pouvaient effectivement réduire la vitesse d'un rotor en rotation libre à une valeur relativement faible dans à peu près n'importe quelles conditions de vent. Plus tard, les chercheurs ont réussi à réduire toute les données mesurées des aérofreins à plaques plates à une seule courbe de conception (A-10).

Les premiers aérofreins à plaques plates présentaient un inconvénient : lorsque la vitesse du rotor diminue par rapport à la vitesse du vent, les profils d'aile commencent à passer par les conditions de décrochage lors de chaque révolution. Pendant le décrochage, l'écoulement se détache de l'un des côtés de la pale et une moitié d'un aérofrein déployé sur le bord de fuite peut être immergée dans le sillage turbulent. Ainsi, les aérofreins peuvent perdre environ la moitié de leur efficacité pendant une grande partie de la rotation du rotor. En pratique, les chercheurs ont trouvé qu'un rotor en rotation libre avec ce type simple d'aérofreins en action continuera de tourner à une vitesse d'équilibre telle que la vitesse de la partie équatoriale de la pale est approximativement égale à la vitesse du vent. En général, cette vitesse sera bien inférieure à la vitesse normale de fonctionnement et il est probable que cette vitesse soit inacceptable en cas de perte de charge ou de régulation par grand vent.

Plus tard, lorsqu'il fut décidé d'installer les aérofreins comme mesure de sécurité supplémentaire sur le prototype de 4 MW du projet ÉOLE, d'autres essais en soufflerie ont été menés au CNRC sur diverses configurations d'aérofreins. L'une d'entre elles avait été suggérée par la compagnie d'aviation Canadair Ltd. qui avait participé aux premières étapes de la

conception du rotor ÉOLE et c'est elle qui s'est révélée la plus efficace pour produire une résistance élevée dans les conditions de décrochage. Ce type d'aérofreins était constitué de plaques de résistance fixées par des charnières au bord de fuite de façon à ouvrir des deux côtés de l'aile. Ils ressemblaient donc aux aérofreins précédents à plaques plates simples, avec cependant une différence importante : lorsque les plaques s'ouvrent, un grand vide, que les plaques couvrent lorsqu'elles sont fermées, s'ouvre ausi immédiatement à l'avant des plaques, vide à travers lequel se créé un fort courant d'air circulant de l'intrados vers l'extrados pour des angles d'attaque élevés. Les résultats des essais en soufflerie sont donnés dans la référence A-54.

5.1.5 Caractéristiques statiques et dynamiques du profil d'aile

Des données aérodynamiques supplémentaires se sont révélées nécessaires lors de la phase de conception préliminaire du projet ÉOLE. En se basant sur l'expérience acquise avec de petits rotors d'EAV, les chercheurs ont décidé d'adopter le profil NACA 0018 pour les sections des pales. Cependant, il leur manquait des valeurs appropriées de la portance et de la trainée sur les sections pour la gamme complète d'angles d'attaque (±180°) avec lesquels les pales des EAV fonctionnent et, à cause de la grande taille d'ÉOLE (corde de la pale = 2,4 m), le nombre de Reynolds du profil couvrait une plage exceptionnellement grande, jusqu'à environ 10 millions. La soufflerie du CNRC qui permet le nombre de Reynolds le plus élevé pour des essais bidimensionnels de profils n'est pas la plus grande, mais la soufflerie à rafales de 1,5 m × 1,5 m qui peut fonctionner avec des pressions internes s'élevant jusqu'à environ 10 atm à des vitesses subsoniques. À la fin de 1982, les chercheurs ont essayé une maquette de profil NACA 0018 ayant une longueur de corde de 0,25 m dans une large gamme de conditions, dans la soufflerie de 1,5 m. Les résultats sont résumés dans la référence A-40. Ces données ont également été introduites dans les programmes informatisés du CNRC qui peuvent aussi être utilisées pour le calcul de la performance des EAV et des charges aérodynamiques.

Lors des premiers essais sur le terrain d'EAV à vitesse constante au Canada et aux États-Unis, on a découvert que, bien que le décrochement de la pale stabilise au moins partiellement la puissance maximale par grand vent, la puissance était notablement supérieure à ce que les théories disponibles avaient permis de prévoir. Au départ, cet écart peut sembler avantageux, mais c'est plutôt un inconvénient en raison du danger de surcharge de la transmission. Il a été possible d'effectuer quelques réglages en réduisant la vitesse du rotor, c'est-à-dire en modifiant de façon appropriée le rapport de vitesse entre le rotor et l'alternateur, mais le gain d'énergie total était pratiquement nul. À peu près au même moment, un phénomène

pratiquement similaire a été observé avec les éoliennes à axe horizontal à vitesse constante, à régulation par décrochage, du type de celles mises au point spécialement par des entreprises danoises. On a estimé que le phénomène de décrochage dynamique, bien connu des concepteurs d'avions à ailes fixes et d'hélicoptères, était probablement responsable. Le décrochage dynamique est dû à un retard dans la réponse de l'écoulement autour d'un profil d'aile à des variations rapides de l'angle d'attaque et, par exemple, la portance sur la pale peut augmenter bien au-delà de sa valeur maximale normale si l'angle d'attaque augmente rapidement lorsqu'il passe par la valeur de décrochage statique. Étant donné que le couple s'exerçant sur l'arbre d'une EAV dépend largement de la composante vers l'avant de la portance sur la pale, le couple peut alors dépasser sa valeur maximale.

Pour tenir compte de cet effet dans les calculs de performance des EAV, les laboratoires Sandia ont adapté une méthode de simulation numérique du décrochage dynamique des pales d'hélicoptère, dans laquelle l'angle d'attaque de la pale varie aussi rapidement pendant chaque révolution, mais on doit admettre que les variations de l'angle d'attaque d'une pale d'EAV sont très différentes de celles d'une pale d'hélicoptère. En conséquence, les chercheurs ont effectué une série d'expériences dans la soufflerie à basses vitesses de 2 m × 3 m du CNRC, avec un profil NACA 0018 oscillant, dans le but de déterminer les caractéristiques de décrochage dynamique dans la plage d'angles d'attaque particulière à un rotor d'EAV partiellement décroché. Les résultats, publiés dans la référence A-54, ont été utilisés au CNRC pour modifier le modèle d'hélicoptère empirique utilisé dans les programmes informatisés. Néanmoins, le problème de l'effet du décrochage dynamique sur les caractéristiques aérodynamiques des rotors d'EAV et d'EAH n'a pas encore été résolu de façon complètement satisfaisante. Le phénomène est probablement différent pour les deux principaux types de rotor et, de toutes façons, l'emploi de modèles empiriques adaptés sans un fondement théorique approprié en dynamique des fluides laisse des doutes quant à la généralité des modèles. La recherche future menée dans d'autres pays améliorera certainement cette situation.

5.2 Méthodes analytiques

5.2.1 Prévision de la performance des EAV

Dans le cadre de l'effort intense déployé à partir de 1973 environ pour mieux comprendre les caractéristiques de performance des EAV Darrieus et pour élaborer des méthodes permettant de calculer les charges structurales aérodynamiques et d'optimiser la performance des rotors, des méthodes théoriques d'analyse ont été élaborées parallèlement au programme expérimental du Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses du CNRC décrit ci-dessus.

La première théorie aérodynamique permettant de prévoir la performance d'un rotor EAV à pales courbes a été publiée en juin 1974 (A-5). C'était une adaptation des théories classiques de la quantité de mouvement que Betz et Glauert avaient élaborées au cours du premier quart de siècle pour le rotor à axe horizontal monodisque simple et elle conservait donc certaines des hypothèses fondamentales de ces théories. Par exemple, on supposait que la réduction de la vitesse du vent lorsque ce dernier traverse le rotor (ce qu'on appelle la vitesse induite) était uniforme sur toute la section transversale d'un disque unique représentant le rotor et qu'elle dépendait de la force de trainée sur le rotor dans la direction du vent. Il était admis qu'il s'agissait là d'une hypothèse grossière, surtout pour un rotor si différent du rotor à axe horizontal monodisque, mais, comme il est dit dans la référence, "bien qu'il soit sans doute possible d'apporter des raffinements permettant d'envisager des vitesses non uniformes sans trop augmenter la complexité des calculs, l'hypothèse d'une vitesse induite uniforme permet d'éviter les calculs itératifs". Résultat quelque peu surprenant, après des essais à échelle raisonnablement grande avec des rotors aérodynamiquement propres dans la soufflerie de 9 m du CNRC, on a observé un bon accord entre la performance mesurée et la prévision fournie par cette théorie simple (A-9). Cette théorie a constitué la base de toute les théories plus complexes relatives à la quantité de mouvement du rotor Darrieus qui ont été élaborées par la suite.

Les laboratoires Sandia ont été les premiers à élaborer la théorie du "tube à écoulement multiple" (F-13), qui conserve l'hypothèse du disque unique et, partant, ne tient pas compte de différences dans la vitesse et dans la charge sur les faces dans le vent et sous le vent du rotor, mais qui permet cependant le calcul des effets du cisaillement du vent ou d'autres conditions non uniformes. Finalement, plusieurs chercheurs ont apporté le raffinement suivant, évident, à la méthode de la quantité de mouvement : la "théorie du double tube à écoulement multiple" qui traite séparément les deux faces du rotor et qui tient compte de la variation de vitesse induite derrière la face au vent. La version du CNRC a été mise au point en 1979. Elle est décrite dans la référence A-43. Le code informatisé inclut la correction empirique relative au décrochage dynamique mentionnée à la section 5.1.5, mais cette correction est facultative.

5.2.2 Espacement des éoliennes dans de grands parcs

Lorsqu'il est devenu évident, au début du programme de R et D canadien, que les éoliennes couplées au réseau pouvaient contribuer de façon importante à la production d'électricité à grande ou à petite échelle, les chercheurs du Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses ont entrepris une étude des ressources éoliennes. Dans un pays aussi vaste et géographiquement varié que le Canada, deux questions se sont posées immédiatement : comment se

distribuent les vitesses moyennes du vent (et, partant, le flux d'énergie éolienne moyen) dans toutes les régions et, dans une zone donnée quelconque, quelle quantité d'énergie est réellement disponible? Le premier de ces deux problèmes est examiné à la section 3.3.3 et une carte récente du flux d'énergie éolienne est donnée à la figure 8.

La réponse à la seconde question dépend de la distance minimale qui peut exister entre les éoliennes d'un grand parc avant que leurs interférences mutuelles (dues à la perte d'énergie du champ de vent local) commencent à limiter la puissance produite. Une étude préliminaire de la documentation n'a pas fourni d'informations pertinentes, que ce soit théoriques ou expérimentales. Les chercheurs ont alors entrepris une étude théorique au laboratoire, dans laquelle ils supposaient qu'un parc d'éoliennes de dimensions infinies perturberait la couche limite superficielle comme si des accidents de terrain grossiers, mais dispersés, s'ajoutaient aux accidents de terrain déjà présents. Ils ont conclu, que, bien que l'énergie captée par kilomètre carré ou mille carré de terrain soit maximale lorsque la distance entre les éoliennes est égale à environ 5 à 10 fois le diamètre des rotors, l'énergie produite par turbine commence à décroître rapidement si la distance entre les éoliennes est inférieure à environ 30 diamètres. Cette valeur prudente a été utilisée pour la production de la première carte éolienne du Canada (A-4), d'après laquelle, dans les régions les plus venteuses qui se trouvent sur les côtes orientales et septentrionales ainsi qu'au sud des prairies, la puissance moyenne débitée pourrait être de l'ordre de 400 kW/mi^2. À première vue, ce chiffre n'est pas très impressionnant, mais il est en fait plus élevé que le potentiel hydroélectrique par mille carré de bassin versant des grands systèmes fluviaux canadiens courants.

Les résultats de l'étude théorique de l'espacement des éoliennes ont été publiés dans un rapport de laboratoire (A-7) et il semble que ce soit le premier rapport qui ait été publié sur le sujet. Ce n'était cependant pas le dernier. D'autres pays ont commencé à s'intéresser aux batteries d'éoliennes à grande échelle, sur terre ou dans les eaux peu profondes au large des côtes, et le problème de l'espacement a fait l'objet d'études intensives. La théorie du CNRC s'appliquait seulement au cas extrême d'un parc de dimensions infinies et, comme on pouvait le prévoir, des études subséquentes ont montré que dans des parcs relativement petits, un espacement de 5 à 10 diamètres seulement était possible sans perdre plus de 10 % de la puissance par turbine. Le problème est devenu l'objet de deux projets coopératifs menés sous la direction du Comité directeur de la R et D sur l'énergie éolienne de l'Agence internationale de l'énergie et un rapport final a été publié en 1984 (D-49).

Les chercheurs manquent toujours de données mesurées sur l'interaction aérodynamique des éoliennes dans des parcs de petites ou de grandes

dimensions, mais un autre projet coopératif de l'AIE est actuellement consacré à l'étude des éoliennes et on pense que d'autres travaux connexes sont en cours dans certains des grands parcs d'éoliennes de Californie.

5.2.3 Prévision de la durée de vie en fatigue

Les éoliennes à axe horizontal et à axe vertical sont toutes exposées aux dommages ou à la rupture par fatigue en raison de la nature cyclique de la charge s'exerçant sur leurs pales, mais les causes fondamentales sont différentes dans les deux cas. Dans les grandes EAH, les déformations cycliques dans le sens de la corde sont principalement causées par la gravité, à une fréquence d'une contrainte par révolution. Il y a aussi une flexion cyclique dans le sens du battement due au cisaillement du vent (variation de la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur au-dessus du niveau du sol) que chaque pale balaie au cours d'une révolution. Dans les EAV Darrieus, par contre, les principales charges cycliques supportées par les pales résultent de la variation de l'angle d'attaque de la pale pendant la rotation du rotor. Bien que les plus grandes amplitudes de la charge aérodynamique s'observent dans le sens du battement, tendant à pousser la pale vers l'axe de rotation sur le côté au vent du rotor et à écarter la pale de l'axe sur le côté sous le vent, cette composante de la charge n'induit généralement pas de grands moments de flexion. Cela est dû au fait que la distribution de la charge aérodynamique dans le sens de l'envergure n'est pas vraiment différente de la charge centrifuge et la forme courbe de la pale est supposée réduire cette charge au minimum. Par contre, la force de poussée cyclique sur la pale dans le sens de la corde, qui est la force motrice du rotor et qui atteint un maximum deux fois par révolution, induit des déformations importantes sur les bords d'attaque et de fuite des pales. Les quelques ruptures de pale qui ont été observées sur des éoliennes Darrieus ont été causées soit par une survitesse globale du rotor soit par une fatigue dans le sens de la corde de la pale.

Le 15 novembre 1985, l'éolienne de 500 kW du projet Aquilo (voir section 7.6) a subi une rupture de pale qui a été attribuée (A-20) à une augmentation de la fatigue due à la flexion dans le sens de la corde imputable à la corrosion par l'environnement marin dans lequel l'éolienne avait fonctionné pendant deux ans. Une analyse subséquente de la fatigue, basée sur les déformations mesurées près de l'emplacement de la fissure a effectivement indiqué une courte vie en fatigue. Les données ont mis un autre problème en évidence : les fluctuations turbulentes de la vitesse du vent sur le site ont probablement accru considérablement les dommages dus à la fatigue cumulative. Il est difficile d'évaluer cet effet puisqu'on ne peut évidemment pas commander la turbulence des vents naturels pendant les essais. Cependant, les chercheurs ont obtenu une valeur approximative des déformations non turbulentes en calculant leur moyenne sur plusieurs

révolutions du rotor pour chaque vitesse du vent. Des plages de tension ont alors été comptées pour les cas enregistrés réels et pour les cas "non turbulents" reconstitués, à l'aide de l'algorithme de comptage par la méthode de l'écoulement pluvial, puis la durée de vie en fatigue a été évaluée en tenant compte des fréquences relatives des différentes vitesses du vent.

Le résultat dans ce cas fut une réduction apparente de la durée de vie en fatigue par un facteur d'environ trois due à la turbulence. L'extrême sensibilité de la durée de vie en fatigue aux turbulences atmosphériques semble avoir été reconnue relativement récemment. Il existe une analyse similaire des données de déformation pour une éolienne à axe horizontal (F-17).

Il est important de pouvoir évaluer la durée de vie en fatigue le plus tôt possible lors des essais sur le terrain. En conséquence, le logiciel du système de saisie des données ultrarapide du CNRC a été modifié de façon à permettre le comptage en direct par la méthode de l'écoulement pluvial des données de déformation qui sont alors mises en mémoire dans des fichiers. Un sous-programme de calcul des dommages dus à la fatigue cumulative est aussi inclus. Ce sous-programme permet d'estimer la durée de vie en fatigue dans des conditions de vent spécifiques, à partir de données d'essais de fatigue pour le matériau constitutif de l'élément du rotor concerné mises en mémoire. Ce système sera utilisé, par exemple, lors des premiers essais sur le terrain de l'aéroturbine ÉOLE de 4 MW.

6.0 ESSAIS ET NORMES

6.1 Le Centre d'essais éoliens de l'Atlantique

Les premiers travaux expérimentaux avec des SCEE dans la soufflerie et sur le toit du CNRC ont mis en évidence la nécessité de disposer d'installations d'essai à l'extérieur bien équipées ainsi que de méthodes d'essai et de normes bien établies. En 1980, dans le cadre de l'accroissement des subventions fédérales à la R et D sur l'énergie, un accord fédéral/ provincial a été signé pour la construction d'un laboratoire national d'essais éoliens à North Cape sur l'Île-du-Prince-Édouard (B-1). Le site, fourni par la Province, comprenait un promontoire d'environ 200 ha de terrain plat et dégagé bien exposé au vent et à l'environnement marin du golfe du Saint-Laurent (voir la figure 16). Des essais ont été effectués avec une maquette du site au 1:500 dans la soufflerie de 2 m × 3 m du LABV/EAN dans le

Figure 16. Centre d'essais éoliens de l'Atlantique.

but d'étudier les écoulements à l'emplacement des 16 sites d'essai des SCEE (B-17). Les subventions fédérales (EMR) ont été investies dans la construction d'un laboratoire et d'un baraquement ainsi que dans l'achat d'un système de saisie des données capable de monitorer 256 paramètres par seconde. Le Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (CEEA) a ouvert ses portes en juin 1981. Les installations et les capacités du Centre sont décrites dans la référence B-2.

Le financement des opérations au CEEA est assuré par les contributions des utilisateurs et par un accord de 10 ans avec le CNRC. Un Conseil de directeurs, présidé par le CNRC, contrôle la gestion technique et administrative du site, qui est assurée par l'Institute of Man and Resources, un institut de recherche à but non lucratif de Charlottetown (Î.-P.-É.). Les rapports annuels (B-3, B-9, B-10) sont distribués aux participants et à d'autres organismes travaillant sur l'énergie éolienne.

À ce jour, le CEEA a mené plus de 20 projets de recherche et développement sur l'énergie éolienne (B-11 à B-33). Ces projets ont porté sur l'évaluation de la performance et l'évaluation structurale de prototypes expérimentaux et de pré-production de SCEE, la mise au point de techniques d'essai et d'instrumentation, l'évaluation de sites et la vérification prédéploiement de l'équipement destiné à des démonstrations dans des collectivités canadiennes éloignées. Le personnel du CEEA a participé à des projets conjoints internationaux visant à élaborer et à évaluer des techniques d'essai de SCEE et des méthodes de traitement des données. Ces projets ont à l'occasion nécessité des échanges de cadres supérieurs entre le CEEA et ses homologues européens.

Grâce à l'expérience croissante du personnel, le CEEA se place parmi les principaux laboratoires mondiaux qui contribuent à la mise au point de la technologie d'essai des SCEE et devient une source fiable d'information impartiale et de conseils sur l'utilisation canadienne de l'énergie éolienne. Parmi les clients du CEEA, on note le CNRC, des ministères fédéraux et provinciaux, des fabricants et utilisateurs de SCEE ainsi que l'Association canadienne de normalisation.

À l'heure actuelle, le personnel permanent du CEEA comprend cinq spécialistes en électricité, en électronique et en génie mécanique. En plus de poursuivre l'évaluation de cinq éoliennes d'une puissance nominale allant de 1 à 500 kW, le CEEA prépare un programme important de travail sur les centrales vent-diesel qui pourraient répondre à des besoins immédiats dans les collectivités isolées (non reliées aux réseaux de distribution) le long des côtes et dans les régions septentrionales du Canada.

6.2 Le Centre d'essais de pompes éoliennes de Lethbridge

En 1982, la Direction du drainage d'Agriculture Alberta, en conjonction avec Jensen Engineering et le Conseil de recherches de l'Alberta, a installé le Centre d'essais de pompes éoliennes près de Lethbridge (Alberta), pour l'évaluation et la démonstration du potentiel des éoliennes utilisées pour le pompage de l'eau destinée à l'agriculture. Le financement du Centre d'essais a été assuré par Farming for the Future, le Fonds Alberto-Canadien de recherches sur les ressources énergétiques, Agriculture Alberta et TransAlta Utilities. Depuis l'installation de ce site, l'utilisation des éoliennes a suscité un intérêt considérable en Alberta et dans l'ouest du Canada (voir la figure 17).

Le Centre d'essais évalue des maquettes expérimentales, des prototypes et des modèles de production de pompes éoliennes fournis par des fabricants ou des distributeurs. Les essais sont gratuits et les rapports sont

Figure 17. Centre d'essais de pompes éoliennes de Lethbridge.

gracieusement mis à la disposition du public. Les résultats des essais sont publiés dans un format standard. Ils spécifient les vitesses d'amorçage et d'éclipsage, les caractéristiques du pompage, la maintenance nécessaire et la capacité de survie générale. Ces rapports indiquent aussi les volumes mensuels d'eau débités calculés pour quatre sites spécifiques représentatifs de régions caractéristiques des Prairies canadiennes. En plus d'obtenir des données quantitatives, les utilisateurs potentiels sont encouragés à visiter le site d'essais de Lethbridge et à observer les machines pendant les essais (F-4). Le site a suscité un intérêt aussi bien international que national. Des fabricants américains et européens ont exprimé le désir de venir essayer des éoliennes sur ce site pour éventuellement les vendre.

Le Centre d'essais publie un rapport annuel (réf. F-4) résumant les essais effectués et les plans pour l'année suivante. Huit pompes éoliennes, une pompe photovoltaïque et une éolienne productrice d'électricité avaient été évaluées à la fin de 1985. Outre la planification de six autres essais de pompes éoliennes prévus pour l'été de 1986, les dispositions ont été prises pour essayer un modèle canadien et un modèle anglais pendant l'hiver 1985-1986, avec un antigel au chlorure de calcium dans le circuit de pompage.

6.3 Réunions internationales des représentants de centres d'essais de petits SCEE

Au début des années 1980, des centres d'essai pour l'étude et l'évaluation de systèmes éoliens ont été créés dans plusieurs pays. Les travaux effectués dans ces centres portaient sur de nouvelles technologies, à la fois en termes d'équipement essayé et de techniques d'essais, et il était évident que ces centres avaient beaucoup à gagner d'un échange efficace d'expérience. La première réunion internationale des représentants de centres d'essais de SCEE a été organisée par le centre danois RISØ. Des réunions annuelles subséquentes ont eu lieu aux dates et dans les pays indiqués au tableau 8. Les comptes-rendus de ces réunions sont disponibles auprès du centre d'essais organisateur.

À l'heure actuelle, les centres d'essais de SCEE de 15 pays participent à la réunion annuelle (voir tableau 9) et trois nouveaux membres devraient se joindre en 1986. La présidence change tous les ans et revient au directeur du laboratoire qui organise la réunion annuelle.

Voici les principaux thèmes de ces rencontres :

- choix des paramètres pour les essais de performance et de fonctionnement des SCEE

Tableau 8. Réunions internationales des représentants de centres d'essais de SCEE

Date	Centre d'essais organisateur	Pays
9/10 novembre 1981	ECN Windturbine/Testveld, Petten	Pays-Bas
17/18 septembre 1982	Centre d'Essais éoliens RISØ,	Danemark
3/4 mai 1983	GKSS Vindtestfeld, Pellworm	Allemagne
25 mai 1984	Centre National d'Essais Éoliens de Lannion	France
24 octobre 1984	EWEC Conference, Humburg	Allemagne
21/23 août 1985	Centre d'essais éoliens de l'Atlantique, Î.-P.-É	Canada
(2/3 octobre 1986)	DFVLR Vindtestfeld, Schnittlingen	Allemagne

Tableau 9. Participants aux réunions internationales des représentants de centres d'essais de SCEE (31/12/85)

Pays	Organisme/Centre d'essais
Autriche	
Belgique	Vrije Universiteit Brussel, Windenergie Testveld, Laarbeeklaan
Canada	Centre d'essais éoliens de l'Atlantique, Î.-P.-É.
	Centre d'essais de pompes éoliennes de Lethbridge
Chine	North-Chino Electric Power Test and Research Institute, Beijing
Danemark	RISØ Test Station for Windmills
France	Centre National d'Essais Éoliens de Lannion
Allemagne	DFVLR - Windtestfeld, Schnittlingen
	GKSS - Windtestfeld, Pellworm
Gréce	Public Power Corporation, Athens
Italie	ENEL Santa Caterina WECS Test Station
Irlande	National Board for Science & Technology, Dublin
Pays-Bas	ECN Windturbine Testveld, Petten
Espagne	Programa Energetico UNESA-INI, Palma de Mallorca
Suéde	The Test Station for Small Windmills, Chalmers University, Goteborg
Royaume-Uni	National Engineering Laboratory, East Kilbride, Scotland
	Rutherford Appleton Laboratory, Oxford
États-Unis	Rocky Flats Wind Turbine Test Center, Golden, Colorado
	Sandia National Laboratories, Alberquerque, New Mexico
	USDA Agricultural Research Service, Bushland, Texas

- capteurs, conditionnement des signaux, et systèmes de saisie des données
- mesure précise des caractéristiques du régime de vent
- essais structuraux des SCEE et des éléments constitutifs
- évaluation et harmonisation des normes nationales et internationales

- données statistiques, traitement des données et exigences relatives à la publication des résultats des essais de performance des SCEE

- normes de conception et critères d'autorisation

Lors des récentes rencontres, des participants ont présenté des rapports techniques consacrés à de nouvelles techniques de mesure et à de nouveaux instruments, ainsi qu'à des méthodes d'analyse permettant d'interpréter et de présenter les données relatives à la performance et aux caractéristiques structurales des systèmes expérimentaux.

6.4 Normes et lignes directrices de l'Association canadienne de normalisation

En août 1981, le CNRC a chargé l'Association canadienne de normalisation (ACNOR) de définir la structure et le contenu de normes de conception, de sécurité, d'essais et d'implantation de petits systèmes de conversion de l'énergie éolienne (PSCEE) d'une puissance nominale maximale de 100 kW. Le but de ces normes était d'assurer les acheteurs que l'équipement a été conçu pour résister à des conditions environnementales et opérationnelles réalistes et que, en ce qui concerne les SCEE couplés aux réseaux, la connexion avec les réseaux d'électricité canadiens pouvait se faire en toute sécurité. Pour les fabricants de SCEE canadiens, les normes devaient constituer une mesure universelle et objective de la capacité des systèmes destinés aux marchés nationaux et internationaux. En outre, des normes nationales reconnues sont essentielles pour obtenir l'approbation des organismes financiers, des compagnies d'assurance et autres institutions.

En mars 1983, le CNRC a accordé un contrat à l'ACNOR pour l'élaboration de normes relatives aux SCEE, sur la base d'un consensus entre des sous-comités techniques composés de représentants, utilisateurs, fabricants, spécialistes techniques et consommateurs. En outre, des représentants de l'American Wind Energy Association (qui élaboraient alors des normes similaires aux États-Unis) ont été inclus dans les sous- comités techniques de l'ACNOR. Un accord général avec d'autres organismes de normalisation européens a été obtenu par le biais de contacts personnels, des réunions annuelles des représentants de centres d'essais de SCEE et grâce à la participation canadienne à l'Organisation internationale de normalisation.

En mars 1986, l'ACNOR avait publié les normes préliminaires suivantes :

F416-M1985 : *Critères de sécurité, de conception et de fonctionnement des PSCEE* (E-9)

Cette norme a pour but de préciser les critères de calcul à respecter pour que les petits systèmes de conversion de l'énergie éolienne

(PSCEE), ayant une puissance mécanique nominale de 100 kW ou moins, fonctionnent en toute sécurité. Ces critères s'appliquent à tous les types de machines qui peuvent domestiquer le vent pour en tirer de l'énergie électrique, mécanique ou thermique.

Les caractéristiques des phénomènes éoliens et les gammes des valeurs de calcul pertinentes à l'Amerique du Nord fond l'objet d'une attention particulière. Cette norme traite également des diverses conditions de fonctionnement et de non fonctionnement des SCEE mettant en jeu divers ensembles de paramètres environnementaux et de charge.

F417-M1986 : *WECS Performance* (E-10)

Cette norme a pour but de préciser les critères de performance et les méthodes d'essai des systèmes de conversion de l'énergie éolienne (SCEE). Ces critères s'appliquent à tous les types de machines à axe horizontal ou vertical qui peuvent domestiquer le vent pour en tirer de l'énergie électrique, mécanique ou thermique.

Les techniques d'essai et les formats des rapports décrits dans cette norme ont été évalués par le Centre d'essais éoliens de l'Atlantique et le Centre d'essais de pompes éoliennes de Lethbridge (B-34, F-5).

F418-M1986 : *WECS Interconnection to the Electric Utility* (E-11)

Cette norme fournit des lignes directrices non seulement aux compagnies d'électricité et à leurs clients qui seront directement concernés, mais aussi aux fabricants d'équipements utilisés dans les divers systèmes et aux ingénieurs qui concevront ces systèmes. De cette façon, les exigences seront les mêmes pour tous.

L'approbation d'un SCEE pour la production d'électricité par une compagnie d'électricité ne doit pas être considérée par un propriétaire/utilisateur potentiel de SCEE comme une garantie de qualité, fiabilité ou performance du SCEE. Cette approbation indique seulement que la compagnie d'électricité considère que la connexion du SCEE ne nuira pas à la sûreté, la fiabilité et la qualité de son service.

F428-M1986 : *SWECS Siting Guidelines* (E-12)

Ces lignes directrices ont été préparées par le SEA/EC dans le but de fournir de l'information sur les aspects météorologiques du choix des sites d'implantation du SCEE.

Elles contiennent des données sur l'influence de la topographie à proximité et à distance du SCEE ainsi que sur les techniques de mesure de la vitesse du vent qui permettent une évaluation quantitative des sites d'implantation possibles.

Les normes sont disponibles à l'adresse suivante :

Service des ventes
Association canadienne de normalisation
178, boulevard Rexdale
Rexdale (Ontario)
Canada
M9W 1R3
(416) 747-4044, Télex : 06-989344

6.5 Normes internationales

Les États-Unis et de nombreux pays européens préparent des normes relatives aux SCEE. Le Danemark a déjà institué une procédure de délivrance de permis officielle suivant laquelle les fabricants soumettent un exemplaire de chaque modèle de SCEE au Centre d'essais de SCEE danois, RISØ (F-6). L'approbation est basée sur des essais physiques et sur une étude des méthodes de conception et des cas de charge. Un permis est obligatoire pour la connexion au réseau d'électricité ainsi que pour l'hypothèque et l'assurance couvrant l'installation.

Le marché des SCEE est avant tout international et les normes nationales doivent donc être internationalement reconnues. En conséquence, l'AIE a préparé un certain nombre de Pratiques recommandées (voir section 2.6 et références D-51 à D-55) fixant les critères de conception et les méthodes d'évaluation de la performance des SCEE. Ces recommandations constituent des références importantes pour la préparation de la plupart des normes nationales, ce qui garantit une certaine compatibilité intrinsèque. Les normes préliminaires canadiennes seront largement distribuées dans tous les pays engagés dans la recherche sur l'énergie éolienne afin de favoriser une plus grande conformité et de susciter la critique.

7.0 PROJETS D'ESSAIS SUR LE TERRAIN

7.1 Premiers travaux au Conseil national de recherches du Canada

Les premiers travaux de recherche et développement du CNRC ont été menés avec des maquettes d'éoliennes à axe vertical qui avaient été construites dans les laboratoires. Ces maquettes, d'un diamètre allant de 0,76 m à 4,27 m, avaient été construites dans l'atelier du Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses (LABV) et essayées dans la soufflerie de 9 m × 9 m de l'EAN. Deux de ces maquettes avaient été installées et exploitées sur le toit du LABV.

Les essais en soufflerie (voir section 5.1) ont montré que l'éolienne à axe vertical (EAV) avait un coefficient de puissance comparable à celui de l'éolienne à axe horizontal (EAH). Les chercheurs du CNRC étaient convaincus que l'EAV, par sa simplicité, pouvait être plus économique que l'EAH. Il fut donc décidé de commencer à transférer la technologie de l'EAV à l'industrie.

7.2 Début de la participation industrielle

En 1973, on arriva à la conclusion que le développement de la technologie des EAV au CNRC avait atteint un stade tel qu'on pouvait commencer à transférer cette technologie à l'industrie.

Une demande de propositions pour la fourniture de six éoliennes autonomes à courant continu de 1 kW a été envoyée à un certain nombre d'entreprises au début de 1974. Le contrat a été décroché par la compagnie Dominion Aluminium Fabricating Ltd. (DAF) de Mississauga (Ontario), rebaptisée plus tard Indal Technologies Inc. DAF entrepris la production d'un certain nombre d'EAV ayant des puissances nominales de 5, 50, 224 et 500 kW.

En 1979, la firme Bristol Aerospace de Winnipeg (Manitoba) a construit aussi un certain nombre de petites EAV équipées de générateurs de courant continu à commande directe d'une puissance nominale allant de 1 à 5 kW. Six machines ont été mises au point et exploitées périodiquement pendant plusieurs années. La firme Adecon Energy Systems Ltd. de Toronto fut fondée en 1982 avec pour seul objectif la construction d'EAV. Cette entreprise, aidée par le CNRC, a construit et essayé un prototype de 125 kW (voir section 7.9) et a aussi mis au point une machine commerciale de 150 kW baptisée Adecon 19.

7.3 Le projet des Îles-de-la-Madeleine

L'EAV de 224 kW installée sur les Îles-de-la-Madeleine dans le golfe du St-Laurent était un projet conjoint du CNRC et de l'Institut de recherche

d'Hydro-Québec (IREQ). La conception fondamentale de l'éolienne a été établie par le CNRC. La firme Indal Technologies Inc. de Mississauga (Ontario) s'est chargée de la conception détaillée et de la fabrication, dans le cadre d'un contrat avec le CNRC. Ce projet expérimental avait deux objectifs principaux :

- acquérir de l'expérience en matière d'exploitation et de maintenance d'une grosse EAV couplée au réseau

- obtenir des données d'essais utilisables pour l'élaboration de modèles analytiques de la performance et de la réponse structurale des EAV

Une photographie de l'éolienne est montrée à la figure 18. L'éolienne comprend un rotor bipale ayant un diamètre équatorial de 24,4 m et une hauteur axiale de 36,6 m. La colonne du rotor est montée sur des paliers en haut et en bas, avec quatre haubans pour supporter le palier supérieur. Les pales sont en aluminium extrudé avec une corde de 0,61 m et un profil

Figure 18. EAV de 224 kW des Îles-de-la-Madeleine (Québec).

NACA 0018. La vitesse de fonctionnement nominale du rotor est de 36,6 tr/min. Cependant, on a fait tourner le rotor à des vitesses inférieures pendant le programme expérimental afin de confirmer divers éléments des modèles analytiques en ce qui a trait à la performance du rotor et à la réponse structurale. Le rotor commande un générateur à induction de 224 kW par l'intermédiaire d'une boîte de vitesse, d'une courroie à engrenages et de poulies. Le générateur à induction est connecté au réseau de distribution d'électricité de l'Île et il sert aussi de moteur pour amener le rotor à sa vitesse de fonctionnement pendant le démarrage.

Hydro-Québec a conçu et installé les fondations pour l'éolienne, les ancres des haubans ainsi que l'équipement électrique. Hydro-Québec a aussi installé l'éolienne au printemps de 1977. L'exploitation et la cueillette de données étaient à la charge de l'IREQ qui a maintenu du personnel sur le site pendant la période d'évaluation. Dans le cadre d'un programme d'essais, l'éolienne a fourni des données expérimentales correspondant à des vitesses du rotor de 21 et 31 tr/min. Le 6 juillet 1978, le rotor s'est effondré pour cause de survitesse; cependant, l'enquête qui a suivi l'accident n'a révélé aucun défaut fondamental dans la conception générale. Par conséquent, un nouveau rotor fut construit par Indal Technologies et installé par Hydro-Québec en septembre 1979. La nouvelle éolienne est devenue opérationnelle au printemps de 1980. Au cours des deux années et demie qui ont suivi, le rotor a fonctionné à des vitesses de 36,6 tr/min et 29,4 tr/min afin de fournir les données requises par le programme. En décembre 1982, le personnel de l'IREQ a quitté le site et c'est le personnel d'Hydro-Québec de la centrale diesel des Îles qui a fait fonctionner l'éolienne en mode manuel. En décembre 1983, un système de régulation automatique conçu par l'IREQ a été installé de façon à permettre l'exploitation de l'éolienne sans surveillance. Au moment de la rédaction du présent rapport, le CNRC et l'IREQ ont décidé de se défaire de l'éolienne puisque le programme de recherches était terminé.

Les instruments installés sur l'éolienne étaient assez nombreux et variés. Il faut noter en particulier les jauges de contrainte sur l'arbre principal au-dessous du rotor et les 30 autres installées à des endroits critiques sur le rotor. Les premières permettaient des mesures du couple du rotor et les dernières ont fourni des données importantes sur la dynamique structurale de ce dernier. En fait, un grand nombre des données recueillies ont confirmé les prévisions des simulations effectuées pour l'EAV de 4 MW du projet ÉOLE.

7.4 Les projets de 50 kW

Après l'installation de l'EAV des Îles-de-la-Madeleine, on a jugé que pour des raisons économiques et pour faciliter les modifications, le travail de

développement devait être mené avec une éolienne plus petite. La taille choisie représentait environ 1/5 de la puissance nominale de l'EAV des Îles-de-la-Madeleine, soit un rotor balayant une surface d'environ 125 m^2 et ayant une puissance nominale de 50 kW.

Voici les principaux objectifs de ces projets d'essais sur le terrain :

- obtenir des données techniques sur la performance et l'intégrité structurale des éoliennes pendant des périodes assez longues

- permettre à des utilisateurs potentiels de SCEE de connaître les caractéristiques de fonctionnement de ces nouveaux systèmes et se servir de leurs commentaires pour définir les besoins et les directions à suivre en ce qui concerne le développement futur de la technologie

Deux éoliennes de 50 kW équipées d'une transmission classique, à savoir une boîte de vitesse à angle droit, une courroie et des poulies, ont été installées en 1978. L'une de ces machines a été installée à Holyrood (Terre-Neuve), en coopération avec Newfoundland and Labrador Hydro et l'autre au Centre de recherches d'Agriculture Canada de Swift Current (Saskatchewan), en coopération avec la Saskatchewan Power Corporation.

En 1979, l'expérience acquise avec les deux éoliennes susmentionnées a permis à DAF-Indal de proposer un certain nombre d'améliorations dans la conception, qui ne touchent pratiquement pas au rotor.

La principale modification concernait la transmission. Le nouveau système (voir figure 19) consistait en une roue à simple engrenage et un pignon connectant le rotor qui tourne à 80 tr/min au générateur tournant à 1200 tr/min. En outre, la roue et le rotor sont soulevés hydrauliquement pendant le fonctionnement. Lorsque le rotor commence à s'arrêter, la pression hydraulique est relâchée et le rotor et la roue s'abaissent. La partie plate de la roue vient en contact avec des plaquettes de frein et sert ainsi de disque de frein pour arrêter le rotor. Le mécanisme sert aussi à maintenir la tension des haubans constante, par l'intermédiaire de la pression hydraulique dans le système de support du rotor.

La roue à engrenage, les pompes hydrauliques et à huile, le moteur/générateur et le système complet de régulation de la turbine sont logés dans le module de puissance. L'ensemble est pré-assemblé en usine.

Le CNRC a acheté trois éoliennes ainsi modifiées. L'une de ces machines a été essayée dans l'usine DAF de Toronto puis installée à Churchill, au Manitoba (voir figure 20). La deuxième machine a été installée à Christopher Point (Colombie-Britannique). La troisième a remplacé l'ancienne éolienne

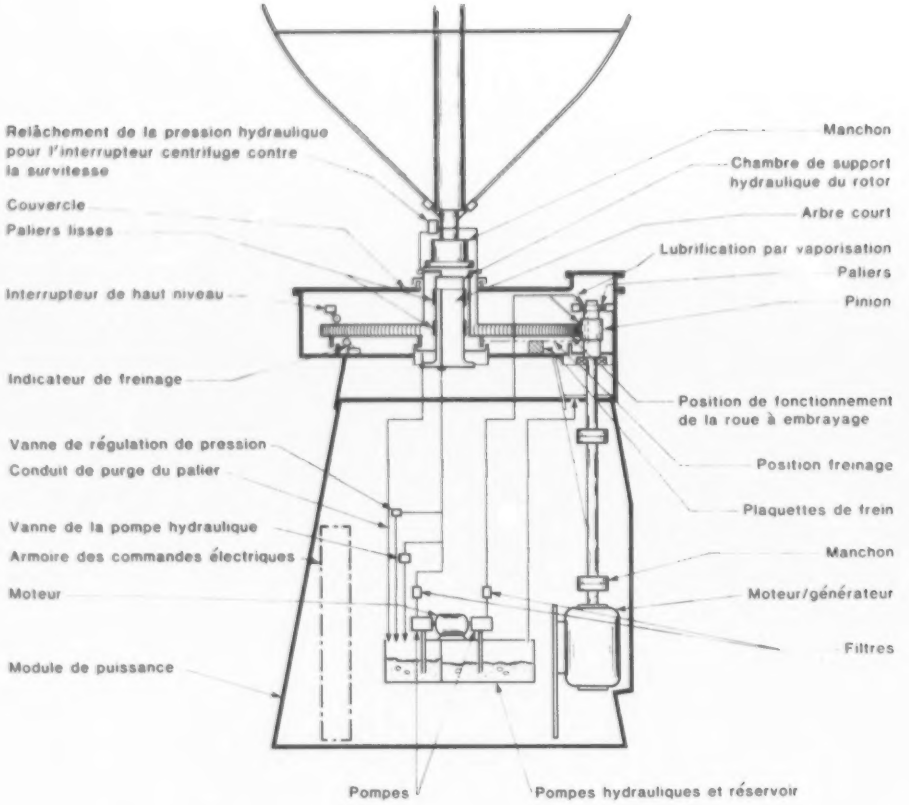


Figure 19. Schéma du module de puissance d'une EAV de 50 kW.

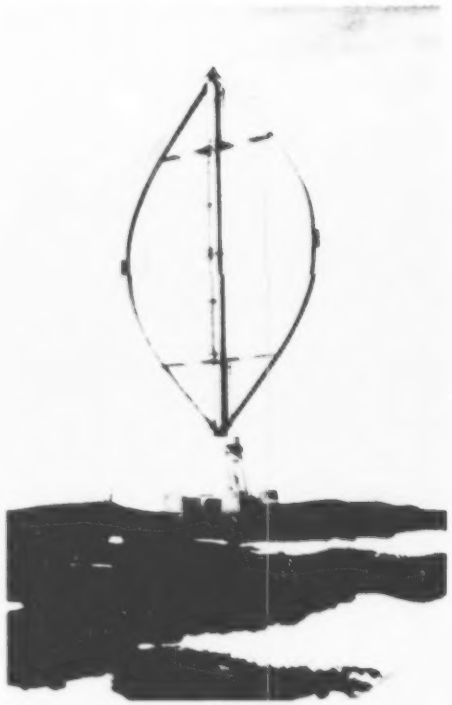


Figure 20. EAV de 50 kW installée à Churchill (Manitoba).

à Holyrood. Ces machines, bien qu'elles soient appelées éoliennes de 50 kW, débitent une puissance nominale d'environ 45 kW à une vitesse de 80 tr/min.

7.4.1 Holyrood I

La machine de 50 kW installée à Holyrood mentionnée ci-dessus était appelée Holyrood I. Le site a été choisi surtout pour son accès facile (il est tout près de la centrale thermique) et non parce que le régime des vents était bon. Cette machine a fonctionné pendant environ 4500 h, sur une période d'environ trois ans. Elle a produit environ 22 MWh pendant 3000 h de fonctionnement utile (voir tableau 10).

Pendant l'exploitation de cette turbine, un travail considérable a été effectué pour mettre au point la logique et le matériel de régulation ainsi que le mécanisme de verrouillage et de déploiement des aérofreins.

Devant l'excellente performance des turbines modifiées installées à Churchill (Manitoba) et Christopher Point (Colombie-Britannique), il fut décidé de remplacer l'éolienne Holyrood I par une nouvelle machine et l'installation fut baptisée Holyrood II. L'éolienne Holyrood I a été démantelée en novembre 1981 et le rotor ainsi que la transmission ont été envoyés au CNRC. Un examen minutieux de cet équipement n'a révélé aucune détérioration structurale sérieuse (A-17).

7.4.2 Holyrood II

Tel que mentionné ci-dessus, l'éolienne Holyrood II était l'éolienne de 50 kW de seconde génération qui a remplacé l'ancienne Holyrood I en mai 1982.

Cette machine a produit 98,4 MWh en 8700 heures de fonctionnement utile, soit environ 11,3 kW par heure de production pour l'éolienne Holyrood I. La disponibilité de l'éolienne Holyrood II était beaucoup plus grande que celle d'Holyrood I, soit 76 % pour Holyrood II et 40 % pour Holyrood I. L'exploitation des éoliennes Holyrood I et II sont décrites respectivement dans les références A-35 et A-36.

7.4.3 Installation de Swift Current

L'EAV de Swift Current est une soeur de l'EAV Holyrood I et elle a été installée en 1978. La seule différence est que cette machine a été dotée d'instruments destinés à des études structurales et qu'elle a fonctionné lorsqu'on avait besoin de recueillir des données.

Tableau 10. Résumé de la performance cumulative d'une EAV de 50 kW lors d'essais sur le terrain (période se terminant le 31 décembre 1985)

Emplacement	Partenaire	Début de la production	Heures de fonctionnement				Énergie débitée nette		Vitesse moyenne du vent (m/s)		État actuel
			Marche à vide		Production						
			Mois courant	Jusqu'a ce jour	Mois courant	Jusqu'a ce jour	Mois courant	Jusqu'a ce jour	Mois courant	Jusqu'à ce jour	
Holyrood (T.-N.) I	NL Hydro	Juin 1978	Nil	1567	Nil	3015	Nil	21600	Nil	5,67	Enlevé pour étude Nov. 1981
Holyrood (T.-N.) II	NL Hydro	Mai 1982	PD[1]	1991,5	PD[1]	8723,8	PD[1]	98353,0	PD[1]	5,74	Arrêté pour entretien
Swift Current (Sask.)	Sask Power	Août 1980	2,34	123,09	343,4	9996,2	3383,2	89348,6	7,7	6,52	Opérationnelle
Christopher Point	BC Hydro	Mars 1981	2,2	2159,5	12,1	10309,2	231,6	169259,6	4,2	5,68	Opérationnelle
Churchill (Manitoba)	Churchill Research Center	Nov. 1981	33,6	2777,8	449,7	12415,6	10145,0	159375,0	6,2	6,47	Opérationnelle
Totaux			33,14	8618,89	805,2	44459,8	13759,8	537936,2			

[1] PD = Pas de données disponibles.

À la fin de 1984, la machine a fonctionné en mode automatique pour produire de l'électricité. La disponibilité de l'aéroturbine a été de 91 % en 1985, avec une production d'environ 35,9 MWh en 3600 heures de fonctionnement utile. La vitesse moyenne annuelle du vent sur le site en 1985 était de 7,07 m/s.

7.4.4 Installations de Christopher Point et de Churchill

Comme il est mentionné ci-dessus, ces deux machines étaient équipées du nouveau type de transmission et du système de régulation amélioré. Avant l'installation à Churchill, une éolienne a été essayée à l'usine DAF en 1980 et la puissance électrique débitée a été mesurée. Le graphique est donné à la figure 21. On s'est servi de cette courbe de puissance pour évaluer la production d'énergie potentielle de tous les nouveaux modèles d'éoliennes de 50 kW.

Le résumé cumulatif de la performance de ces deux éoliennes est donné au tableau 10. Le fonctionnement détaillé et les données mensuelles de performance sont examinés dans les références A-37 et A-38.

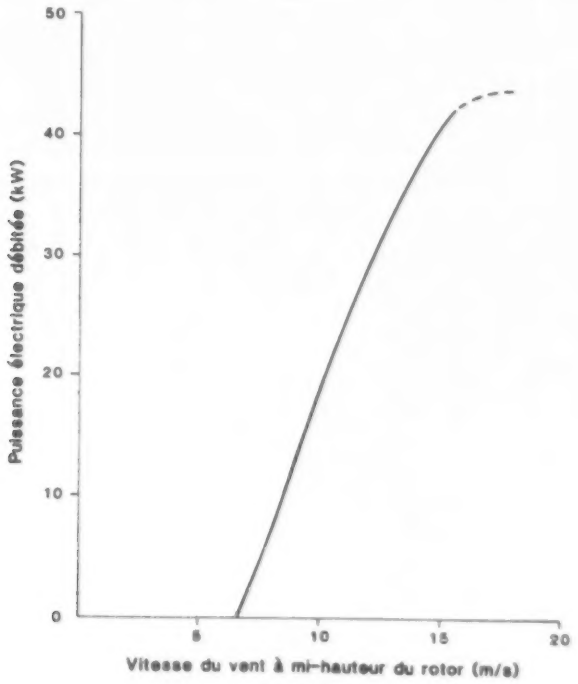


Figure 21. Courbe de puissance de l'EAV de 50 kW de Churchill (Manitoba).

La disponibilité globale de l'éolienne de Christopher Point pendant la période 1981-1983 était de 75 %, avec une production de 169 MWh pour 10 300 h, soit 16,4 kW par heure de production. La vitesse moyenne du vent sur le site pendant cette période était de 5,68 m/s. Les données correspondantes pour l'EAV de Churchill pendant la période 1982-1985 sont les suivantes :

Disponibilité	= 72 %
Production	= 158 487 MWh
Heures productives	= 12 047
Production/heures prod.	= 13,2 kW/h
Vitesse moyenne du vent pendant la période	= 6,42 m/s

La disponibilité moyenne pendant toute la période de fonctionnement des deux turbines est de 72-75 %. Cependant, pendant de nombreux mois, la disponibilité était constamment proche de 99 %. Par exemple, à Christopher Point, trois mois ont été perdus en 1985 à cause d'un court-circuit dans un générateur. Pendant les neuf mois restants, la disponibilité était de 99,75 %.

7.5 Systèmes vent-diesel

7.5.1 Introduction

Plus de 800 groupes diesels d'une puissance nominale totale supérieure à 500 MW fournissent de l'électricité à plus de 300 collectivités canadiennes éloignées non connectées aux principaux réseaux électriques. Les puissances nominales des différents groupes varient de 20/50 kW à plus de 1 MW. En général, la centrale d'une collectivité comprend trois ou quatre groupes de puissances nominales différentes pour assurer une production continue d'électricité et pour satisfaire des fractions raisonnables de la charge dans de grandes plages de niveaux de la demande.

En plus des centrales desservant les collectivités, il existe des centaines de petits systèmes autonomes dans les régions éloignées du Canada qui alimentent en électricité des logements particuliers, des infirmeries, des stations de relais, des aides à la navigation, des stations météorologiques automatiques et autres installations similaires. Ces charges varient généralement d'une moyenne de quelques centaines de watts à plusieurs kilowatts. Dans le cas des plus petites charges, le système comprend souvent des batteries de stockage.

Outre ces applications au Canada, il existe un vaste marché pour les centrales électriques autonomes dans les pays en voie de développement. Des besoins initiaux modestes pour les communications et l'éclairage

intermittent peuvent éventuellement mener à des demandes moyennes pour la production permanente d'électricité destinée aux applications domestiques, au pompage et autres commandes mécaniques.

Lorsque le régime de vent est approprié, l'énergie éolienne peut accroître la production d'une centrale diesel de façon rentable. Dans les petits systèmes comprenant un dispositif de stockage de l'énergie, l'énergie éolienne peut servir à charger les batteries. Dans les plus gros systèmes, on peut utiliser directement l'énergie éolienne pour satisfaire une partie de la charge, le groupe diesel fournissant le complément et servant de générateur de soutien. Le coût additionnel de l'installation de l'éolienne doit être compensé par les économies de combustible diesel. Le coût livré du combustible diesel varie considérablement entre les collectivités éloignées et dépend surtout de la distance et des difficultés de transport. Il faut aussi tenir compte des effets de la distance sur le type et la fréquence de maintenance à la fois pour le groupe diesel et pour l'éolienne.

L'intégration d'éoliennes dans les centrales diesels classiques qui alimentent les collectivités pose plusieurs défis techniques dont la plupart ont trait à la conception du système de régulation et à l'ingénierie globale du système. La charge et l'énergie éolienne varient toutes les deux de façon aléatoire avec le temps et, partant, il est possible que le système de régulation du groupe diesel doive maintenir la stabilité pour tout le système. Il faut prévoir des moyens d'absorber le surplus de puissance lorsque l'énergie éolienne dépasse la différence entre la charge instantanée et la charge minimale permissible des groupes diesels. Une répartition automatique des groupes à l'intérieur d'une centrale doit être établie avec soin pour éviter les démarrages répétés, le fonctionnement prolongé lorsque la charge est faible et les surcharges momentanées, tout en maintenant un approvisionnement sûr et de qualité de la collectivité. La technologie actuelle permettant de résoudre ces problèmes et de relever d'autres défis évolue rapidement dans de nombreux pays, ce qui permet à l'énergie éolienne de produire une plus grande fraction de la puissance débitée par un système autonome donné.

Les activités canadiennes dans ce domaine ont progressé des études préliminaires et expériences à l'échelle du laboratoire aux projets de recherche et développement sur le terrain et aux premiers systèmes de démonstration. Les deux sections suivantes décrivent ces activités et résument l'état actuel des divers éléments de la technologie.

7.5.2 Projet de 12 kW sur l'île de Toronto

La mise au point de groupes diesels assistés par des éoliennes au Canada a commencé en 1978 avec l'installation de l'île de Toronto en Ontario. Le

projet de démonstration à petite échelle consistait en une éolienne à axe vertical de 10 kW couplée à deux moteurs à induction monophasés de 3,7 kW et à un moteur diesel de 13,4 kW lui-même couplé à un alternateur monophasé de 60 Hz et 12 kW. Des résistances électriques étaient utilisées pour simuler la charge variable. L'aérogénérateur pouvait être couplé électriquement ou mécaniquement au groupe diesel.

Les résultats (voir la référence E-38) ont montré qu'on pouvait réaliser des économies de combustible considérables en associant des éoliennes aux groupes diesels dans des régions où la vitesse moyenne annuelle du vent était supérieure à environ 5,5 m/s. Cependant, l'expérience étant faite à petite échelle, on a trouvé que certains éléments avaient un mauvais rendement (par exemple, les générateurs monophasés avaient un rendement de seulement 70 %), ce qui réduisait les économies de combustible. Voici les recommandations qui se sont dégagées de ce projet :

- Il convient de mener une expérience vent/diesel plus importante, à l'échelle de la collectivité.

- Les charges de démarrage de la turbine doivent être réduites de façon à ne pas charger excessivement les groupes diesels.

- Le surplus d'énergie éolienne doit être utilisé au lieu d'être perdu.

7.5.3 Les projets de Sudbury

Général - Suite aux recommandations du projet vent/diesel de l'Île de Toronto, on a décidé de construire et installer un système éolien/diesel de 100 kW au sommet d'une colline à Coniston (Ontario) (près de Sudbury). Cette centrale a été mise en service en janvier 1982 et elle a été baptisée Centre d'essais de systèmes vent/diesel de Sudbury. Le projet était financé par le CNRC, le ministère de l'Énergie de l'Ontario, Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR), Dominion Aluminum Fabricating Ltd. (DAF, maintenant Indal Technology Inc.) et par Ontario Hydro qui était aussi chargé de la direction des travaux pour tous les participants. Le site a été choisi car il possédait un bon régime de vent et un climat septentrional extrêmement froid, tout en étant facilement accessible de Toronto et Ottawa. La centrale (figure 22) comprenait deux groupes diesels de 50 kW, une éolienne à axe vertical de 35 kW, une charge inutilisable et une charge simulée de collectivité éloignée. L'éolienne était connectée mécaniquement à l'un des deux groupes diesels au moyen d'un embrayage à roue libre. L'autre groupe diesel fonctionnait indépendamment selon les besoins.

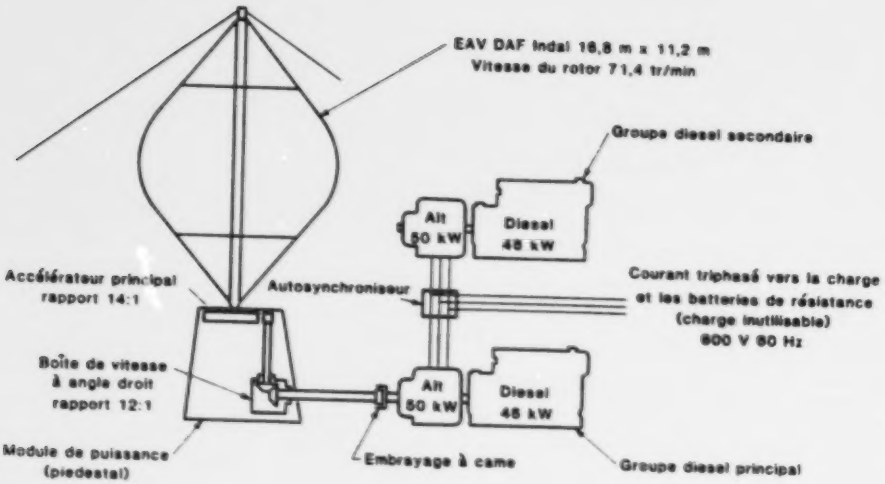


Figure 22. Groupe électrogène diesel assisté d'un aérogénérateur de 100 kW, Sudbury (Ontario).

Sudbury I - Voici les objectifs du projet Sudbury I :

- faire la démonstration qu'une EAV pouvait être couplée mécaniquement de façon efficace et sûre à un groupe électrogène diesel ayant approximativement la même puissance nominale

- faire la démonstration qu'un groupe électrogène diesel assisté par éolienne pouvait fonctionner automatiquement et de façon sûre dans l'environnement nordique canadien

- recueillir des données d'essais pour vérifier les hypothèses de conception, évaluer la rentabilité du système, les économies du combustible, etc. et faire des recommandations pour les travaux de développement subséquents

Le système a fonctionné pendant environ 6 mois avec une température ambiante variant entre -35° et +31°C. Un modèle réel de charge d'une collectivité (Attawapiskat (Ontario)), rapporté à une échelle réduite, a été utilisé pour représenter la charge variable indépendante d'une collectivité que le système vent/diesel doit satisfaire.

Les résultats des essais ont montré que :

- Le couplage mécanique d'une éolienne à un groupe diesel est techniquement fondé

- Les fluctuations de tension et de fréquence du système se maintenaient dans les limites acceptées par Ontario Hydro pour les petits générateurs

- Les économies de combustible mesurées, attribuables à l'énergie éolienne, ont confirmé les prévisions théoriques et se sont élevées à plus de 40 % par temps de grand vent

Sudbury II - Le projet Sudbury I a prouvé avec succès la faisabilité du couplage mécanique de systèmes vent/diesel. Cependant, dans certains cas, les caractéristiques du site d'implantation des éoliennes ou des groupes diesels peuvent empêcher le couplage mécanique. Il a donc été décidé d'étudier le couplage électrique de générateurs vent/diesel et d'examiner aussi le fonctionnement de l'éolienne au mode "autonome" (par exemple, lorsque l'énergie éolienne excède la charge, les groupes diesels sont arrêtés et l'éolienne seule fournit la puissance nécessaire). Les éléments utilisés dans le projet Sudbury I ont été réarrangés de façon à obtenir la configuration couplage électrique/mode autonome.

Voici les résultats du programme d'essais baptisé Sudbury II :

- Le démarrage et la synchronisation d'un alternateur alimenté par énergie éolienne à un bus de 60 Hz d'un réseau de distribution ont été réalisés automatiquement sur une large gamme de vitesses du vent.

- Les exigences du système de distribution en ce qui concerne la régulation de la fréquence et de la tension ont été satisfaites lorsque le système fonctionnait au mode couplage électrique.

- Le système vent/diesel à couplage électrique n'a pas permis d'économiser autant de combustible que le système à couplage mécanique.

- La faisabilité du fonctionnement en autonome a été démontrée; cependant, les sautes de tension dépaissaient légèrement les valeurs acceptées par les compagnies d'électricité et une énergie considérable était perdue dans la charge inutilisable.

Une fois les deux phases susmentionnées du programme vent-diesel sur le site de Sudbury terminées, l'installation vent-diesel a été déménagée au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique. Là, elle servira de banc d'essai pour des études futures sur les systèmes vent-diesel.

7.5.4 Simulations informatisées des systèmes vent-diesel

Étude Mechron - La compagnie Mechron Energy Ltd. d'Ottawa a mis au point un groupe électrogène diesel à courant alternatif de 15-150 kW, baptisé

Cycle Charge 4000, destiné à de petites applications dans des collectivités éloignées. La charge est assurée principalement par des batteries de grande capacité et les groupes diesels servent avant tout à charger les batteries. Mechron, pour le compte du CNRC, a étudié la faisabilité et les aspects économiques d'un système Cycle Charge assisté par énergie éolienne. Douze configurations différentes comprenant des batteries et des SCEE de diverses puissances nominales ont été simulées et la rentabilité a été évaluée pour des prix de combustible de 30 ¢, 90 ¢ et 1.50 $ le litre (voir référence A-46).

Avec des prix de combustible de 90 ¢ et 1.50 $ le litre, le système Cycle Charge a permis des économies importantes (15 à 30 %) par rapport aux groupes diesels classiques. Les économies étaient encore plus grandes (26 à 46 %) lorsque des éoliennes étaient combinées au système Cycle Charge. À 30 ¢ le litre, le Cycle Charge était à peine supérieur au système diesel classique, mais l'ajout de l'énergie éolienne rendait le système légèrement plus onéreux que le groupe diesel seul.

Les Programmes Gastops - Un contrat a été accordé à la compagnie Gastops Ltd. d'Ottawa pour la conduite de deux programmes. L'un concernait la modélisation de la performance à long terme et des aspects économiques de systèmes vent-diesel et l'autre la construction d'un modèle dynamique permettant de vérifier la régulation et la stabilité des systèmes vent-diesel considérés.

Dans le premier programme les éléments du système sont spécifiés (EAH, EAV, groupe diesel, stockage, charge, etc.). Les économies de combustible à long terme peuvent être estimées à l'aide du modèle d'état quasi permanent et les résultats analysés à l'aide du tableau de ventilation économique Lotus 1-2-3. Le modèle d'économie de combustible fonctionne avec un format temporel flexible (incréments de temps non uniformes) pour les données d'entrée sur le vent et la charge, ce qui permet de réduire la taille des fichiers de données pendant les périodes où ces paramètres sont relativement uniformes ou peu élevés. Normalement, on utilise les données sur le vent horaires du SEA. Le programme est écrit en FORTRAN et il fonctionne actuellement sur un ordinateur VAX de Digital Equipment. Il pourrait être adapté à des ordinateurs plus petits tels que l'IMB PC. Une certaine connaissance de la programmation en FORTRAN est nécessaire pour apporter des changements à la configuration du système ou à la stratégie de régulation. Le but est de constituer une bibliothèque des configurations les plus courantes.

Dans le deuxième programme, un modèle dynamique complet est utilisé pour la simulation détaillée des états transitoires dus aux rafales de vents et aux variations de charge, ainsi que pour l'optimisation du système de

régulation. Ce modèle fonctionne sur l'ordinateur hybride du CNRC. Son emploi est assez complexe et des études de régulation et de stabilité feraient normalement l'objet d'un contrat accordé à une compagnie telle que GasTOPS. Le programme fonctionne à environ un dixième du temps réel et un affichage analogique est possible sous la forme d'enregistrements sur bande, en plus des résumés imprimés. Le modèle permet d'analyser des états transitoires de l'ordre d'une seconde.

7.6 L'EAV de 500 kW d'INDAL Technologies Inc. au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique

Après la mise au point de l'EAV de 50 kW dotée de sa transmission originale, Indal Technologies Inc. de Mississauga (Ontario) a poursuivi ses travaux avec la mise au point d'une éolienne de 500 kW dont les dimensions du rotor étaient très proches de celles de l'EAV des Îles-de-la-Madeleine. Une partie des travaux de conception de cette éolienne s'appuyait sur les premières méthodes analytiques mises au point et vérifiées avec l'EAV expérimentale des Îles-de-la-Madeleine et sur l'expérience de fonctionnement acquise lors des essais sur le terrain des EAV de 50 kW.

Au milieu de 1983, le CNRC a acheté le deuxième prototype de 500 kW, série 6400, d'Indal technologies et l'EAV a été installée au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (CEEA) sur l'Île-du-Prince-Édouard de septembre à décembre 1983. le CNRC avait accordé un contrat au CEEA pour la préparation des fondations et l'érection de l'éolienne. La mise en service de l'éolienne a été effectuée par Indal au début de 1984. Sous la direction et avec le financement du CNRC, le CEEA a été chargé du monitorage et de la maintenance de l'éolienne ainsi que des instruments et des systèmes de saisie des données. L'Indal offrait une garantie pendant la mise en service et les essais de réception de l'éolienne. Le programme d'essais et d'évaluation de l'éolienne a été baptisé "Projet Aquilo" par le CNRC.

Une photographie de l'éolienne au CEEA est donnée à la figure 23. Le rotor bipale a un diamètre équatorial de 24,4 m et une hauteur axiale de 36,6 m, soit une surface balayée de 595 m^2 (6400 pi^2). Les pales sont en aluminium profilé, avec une corde de 0,737 m et un profil NACA 0015. La structure support consiste en trois paires de haubans, ancrés indépendamment au sol et au palier supérieur du rotor. La transmission de l'éolienne consiste en une seule roue à engrenage de 2,55 m de diamètre couplée directement à la partie inférieure du rotor. La vitesse nominale du rotor est de 45 tr/min. Deux générateurs à induction de 261 kW sont montés sur les côtés diamétralement opposés de la roue à engrenage, avec leurs arbres verticaux. Chaque générateur est entraîné par son propre pignon qui s'enclenche dans la roue à engrenage. Les générateurs envoient le courant dans le réseau de distribution électrique de l'Île-du-Prince-Édouard.

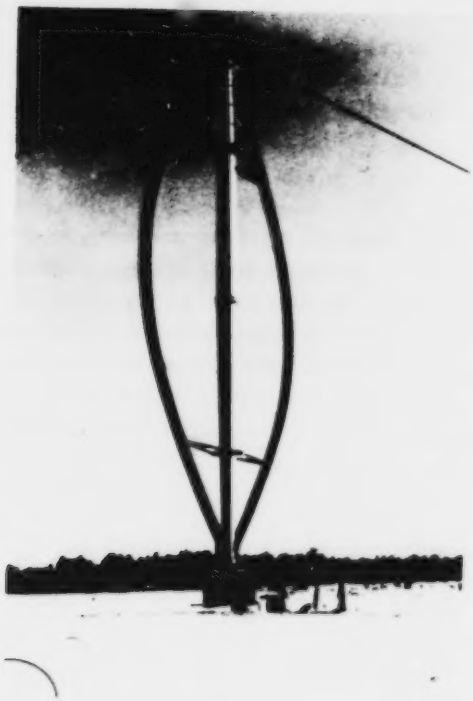


Figure 23. EAV Aquilo de 500 kW au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique.

La transmission de l'éolienne est originale, car la roue à engrenage sert aussi de "disque" de frein. La roue à engrenage est écartée des plaquettes de frein par pression hydraulique pendant le fonctionnement de l'éolienne. Pour arrêter l'éolienne, la pression hydraulique est relâchée et le poids du rotor force la roue à engrenage à venir en contact avec les plaquettes de frein. Ce principe permet d'ajouter facilement un freinage à sûreté intégrée dans le système de régulation. Les haubans peuvent aussi être tendus automatiquement en appliquant cette même pression hydraulique au palier supérieur du rotor : le palier se soulève et les six haubans se tendent de façon identique.

L'éolienne a été équipée d'instruments de mesure complets, avec 40 jauges de contrainte en des points critiques sur le rotor et des transmetteurs de puissance électrique sur les générateurs. Le CNRC a installé un ordinateur A-700 Hewlett-Packard HP-1000 au CEEA pour la saisie de toutes les données d'essais recueillies sur l'éolienne. Les logiciels mis au point par les Sandia National Laboratories d'Albuquerque (Nouveau-Mexique) ont été modifiés en profondeur par la firme DMR Group Inc., pour le compte du CNRC. L'ordinateur et le logiciel ont été baptisés Système de saisie des données

ultra rapide (High Speed Data Acquisition System, HSDAS). Le système a été conçu pour effectuer un certain nombre d'analyses de données relatives aux essais sur le terrain d'éoliennes qui sont tout à fait originales. Il a représenté un investissement important de la part du CNRC et il s'est révélé un outil puissant pour l'évaluation des données d'essaissur le terrain des éoliennes.

En 1984, l'éolienne a présenté un certain nombre de problèmes qui se posent souvent lors de la mise au point de prototypes. Néanmoins, pendant la majeure partie de l'année 1985, l'éolienne s'est révélée plus fiable et, partant, elle a fonctionné au mode automatique et sans surveillance pendant le dernier trimestre, avec seulement des interruptions mineures du système de régulation qui était remis en route manuellement par le personnel du CEEA. Le 15 novembre 1985, il s'est produit une défaillance de la pale au niveau du raccord avec la contrefiche horizontale supérieure alors que l'éolienne fonctionnait au mode automatique. Par chance, le système de régulation a arrêté l'éolienne sans problème, ce qui a évité d'autres dommages. Une étude métallurgique de la pale en question par le CNRC a révélé une défaillance due à la fatigue qui avait pris naissance dans un trou de boulon dans la pale. Au moment de la rédaction du présent rapport, Indal s'apprête à installer un nouveau rotor de conception modifiée et à remettre l'éolienne en service au cours du premier trimestre de 1987. Le ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources a prêté l'aide financière pour ce travail. Malgré ces difficultés, le Projet Aquilo a constitué une expérience extrêmement précieuse. L'éolienne a fourni des données sûres qui ont permis de vérifier plusieurs méthodes d'analyse de la dynamique structurale du rotor. Indal a acquis une très grande compétence dans ces méthodes analytiques de pointe et s'est servi de ces analyses pour modifier la conception du rotor. En outre, l'éolienne originale a accumulé 3120 h de fonctionnement et a produit 320 MWh d'énergie, dont la plus grande partie en 1985. Indal étudie actuellement d'autres versions de l'éolienne afin de rendre son prix concurrentiel sur le marché des "fermes éoliennes".

7.7 EAV de 125 kW peu coûteuse

Comme il a été mentionné à la section 7.2, la firme Adecon Energy Systems, incorporée en 1982, a décidé de mettre au point une éolienne peu coûteuse. Elle décida d'utiliser une pale très légère, un support extérieur et une puissance spécifique inférieure. La pale est constituée de quatre petites pièces profilées raccordées plutôt que d'une seule pièce beaucoup plus lourde. Le support extérieur permet d'utiliser une colonne centrale et des paliers plus légers, de réduire la taille des fondations et de soulever le centre du rotor pour obtenir un meilleur rendement énergétique. La structure étant plus légère, une grue de moindre capacité suffit pour

l'érection. La puissance spécifique plus faible permet une vitesse de démarrage inférieure et un rendement plus élevé.

Le prototype (voir figure 24) a une puissance nominale de 125 kW, avec un rotor de 17 m de largeur et 25,5 m de hauteur, soit une surface balayée de 283 m^2. Les poutres en treillis extérieures supportent le module de puissance à 17 m au-dessus du sol. L'éolienne a été installée au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique, sur l'Île-du-Prince-Édouard, en février 1985 et les essais préliminaires sont terminés.

Adecon contruit maintenant un modèle commercial "Adecon 19" d'une puissance nominale de 150 kW qui sera essayé près de Toronto (Ontario). Ce modèle comporte des pales articulées pour éliminer les variations cycliques inhérentes de la charge aérodynamique associée au couple et éliminer le mode de vibration "papillon" en abaissant la fréquence de résonance au-dessous de n'importe quelle fréquence de fonctionnement.

Figure 24. EAV Adecon de 500 kW au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique.

7.8 Pompe éolienne à pales delta

7.8.1 Introduction

Le principe de l'éolienne à pales delta revient à Kentfield et Narrie de l'Université de Calgary. Ce principe a ensuite été développé par Kentfieldet la performance théorique d'une telle éolienne a été confirmée par des essais d'un modèle de 3,3 m de diamètre dans la soufflerie de 9 m × 9 m de l'EAN en 1979. La compagnie Abax Energy Services a commencé d'étudier en 1978 l'utilisation de l'éolienne à pales delta pour le pompage de grandes quantités d'eau.

L'éolienne à pales delta est équipée de pales plates à bord affilé de la forme d'une aile delta. Les pales plates sont faciles à fabriquer et les pales de forme delta décrochent à des angles plus élevés. En outre, l'éolienne est dotée d'un contrôleur de décrochage automatique permettant de conserver un rendement presque optimal.

7.8.2 Essais des pompes éoliennes WP20 et WP-50

Éolienne WP-50 - Abax Energy Services, avec des subventions du Fonds Alberto-canadien de recherches sur les ressources énergétiques, a conçu un prototype d'éolienne à axe horizontal de 16,0 m de diamètre en février 1983. Le rotor à huit pales (voir figure 25) entraîne, par l'intermédiaire d'un couplage mécanique direct, deux pompes à piston de course variable à double effet. Une protection automatique en cas de vitesse du vent élevée est assurée par décalage de l'axe du rotor par rapport à l'axe du lacet (tour).

L'éolienne a été fabriquée et érigée à l'usine Abax et les essais préliminaires ont pris fin en octobre 1983. L'évaluation de la performance de l'éolienne, financée par le CNRC, a été effectuée à la fin de 1985. L'éolienne permet de pomper 91 000 L/min (avec une hauteur de refoulement de 9,1 m) à une vitesse du vent de 13,3 m/s.

Éolienne WP-20 - La WP-20 est une éolienne à huit pales de 5 m de diamètre d'une configuration similaire à celle de la WP-50. Cette machine a été fabriquée par Deltx, une filiale d'Abax Energy Services.

Cette éolienne a été essayée au Centre d'essais éoliens de Lethbridge (Alberta) pendant l'hiver 1985-1986. Au cours de l'essai, la course de la pompe a été fixée à 7,6 cm. La WP-20 a atteint un taux de pompage maximal de 21 L/s à une vitesse du vent de 8,5 m/s (avec une hauteur de refoulement de 6,1 m).

Figure 25. Pompe éolienne WP-50 à l'usine Abax, Calgary (Alberta).

7.9 EAV de l'ordre du mégawatt

7.9.1 Études préliminaires

Au milieu des années 70, lorsqu'il fut envisagé d'utiliser les systèmes de conversion de l'énergie éolienne pour l'alimentation en électricité à l'échelle régionale et nationale, on a commencé à étudier les effets de la taille du SCEE sur la rentabilité. Des calculs préliminaires du Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses du CNRC ont montré que la rentabilité augmentait avec la taille du SCEE jusqu'à une puissance de l'ordre au moins du mégawatt.

La Société d'ingénierie Shawinigan Limitée (SISL) a décroché un contrat pour des études paramétriques d'EAV balayant des surfaces de 1000 m^2 à 8000 m^2. En tout, 72 cas ont été examinés avec des valeurs choisies pour les paramètres suivants :

surface balayée	A = 1000 à 8000 m^2
rapport hauteur/diamètre du rotor	H/2R = 1 à 2
plénitude	C/R = 0,05 à 0,10
nombre de pales	N = 1 à 3

rapport centre/hauteur de la turbine	h_c/H = 0,5 à 1,0 rapport
puissance nominale/puissance du vent	Kp_{max} = 0,5 à 2,0

Un régime de vent unique représentatif des sites exposés sur la côte est du Canada avait les spécifications suivantes :

V = 8,0 m/s à une hauteur de 30 m
k = 2,0 (distribution de Raleigh)
α = 0,16 (coefficient de cisaillement du vent)
ρ = 1,2256 kg/m^3

Dans chaque cas, le travail de conception préliminaire a été mené jusqu'au point où une estimation raisonnablement précise des coûts était possible. Canadair Limited était responsable de la conception aérodynamique et structurale ainsi que de l'estimation du coût du rotor. Shawinigan a rassemblé les estimations du coût global du système et a calculé les coûts relatifs de l'énergie en se basant sur une vie nominale de 30 ans et une production présumée de 20 unités par an pendant 10 ans. Voici les principales conclusions de cette étude (E-13) :

- Les aérogénérateurs à axe vertical de grande capacité, jusqu'à 10 MW, destinés à la production d'électricité sont techniquement réalisables, aucun obstacle fondamental à leur mise au point n'ayant été découvert.

- Les coûts de l'unité de puissance pour les grandes centrales éoliennes diminuent lorsque la puissance installée augmente, au moins dans les limites de l'étude, soit 600 kW à 10 MW.

- Étant donné que les évaluations des coûts ont été prudentes et que les études techniques ont montré qu'il était possible d'améliorer la conception du système, les coûts des systèmes de production réels devraient être inférieurs aux coûts estimés.

- Le coût installé par système de la puissance moyenne débitée par an pour les 14 premiers aérogénérateurs à axe vertical de moindre coût varie entre 2600 $/kW et 3300 $/kW (correspondant à 32 mils/kWh et 40 mils/kWh).

Quelques années plus tard, dans le cadre d'une importante étude de développement de la technologie des éoliennes à axe vertical produisant de l'énergie au moindre coût (réf. E-17 à E-31 incluses), DAF Indal a conduit des analyses de coût pour une gamme d'EAV de plus petite taille, de 600 m^2 à 2400 m^2. L'accord entre les projections de coût de SISL et celles de DAF est raisonnable et il y a tout lieu de penser que la rentabilité pourrait augmenter si la puissance des éoliennes dépassait 1 ou 2 MW.

Des études menées dans d'autres pays (États -Unis, Royaume-Uni, Suède) et consacrées aux éoliennes à axe horizontal plus classiques ont fourni des résultats similaires.

7.9.2 Définition d'un projet de prototype

En conclusion de son étude paramétrique, SISL a recommandé la conception d'une éolienne à axe vertical de préproduction et son installation dans un réseau électrique afin de faire la démonstration de la viabilité technique et économique de l'éolienne à axe vertical de grande capacité utilisée pour la production d'électricité. Les coûts de la puissance et de l'énergie pour le modèle de production du prototype bipale de 4000 m^2 recommandé étaient estimés à 723 $/kW installés, 3278 $/kW en moyenne, 39,7 mils/kWh pour une éolienne d'une puissance nominale maximale de 3878 kW. L'éolienne fournirait au réseau une énergie de 7 489 800 kWh/a avec le régime de vent spécifié dans l'étude.

Pour établir le coût estimé et le calendrier de conception, construction et évaluation d'un tel prototype, Shawinigan a entrepris une étude plus détaillée du cas recommandé (E-14) et a élaboré une définition de projet (E-15) en juillet 1979, ultérieurement mise à jour (E-16) en juin 1980.

Il était évident que les compagnies d'électricité seraient les principaux utilisateurs des SCEE d'une puissance de l'ordre du mégawatt et toutes les études préliminaires ont donc été conduites avec la participation de l'IREQ, qui est le partenaire du CNRC dans le projet expérimental des Îles-de-la-Madeleine sur les EAV (voir section 7.3). Avant de se lancer dans le projet d'un prototype d'EAV de l'ordre du mégawatt, l'IREQ et le CNRC ont financé conjointement une étude comparative des EAV et EAH de grande puissance. L'étude des gros aérogénérateurs destinés à la production d'électricité comportait les phases suivantes :

Phase I : Étude de l'état des connaissances sur les éoliennes existantes et futures.

Phase II : Comparaison technique détaillée des EAH et des EAV.

Phase III : Comparaison des coûts et des aspects économiques des EAH et des EAV.

Le principal objectif de l'étude était de comparer équitablement les aspects techniques et économiques des EAH et des EAV en se basant sur les données de performance et de coûts normalisées obtenues pour tous les éléments constitutifs des deux types de machines.

Les trois rapports détaillés contiennent des données privées sur la performance et le coût des EAH de l'ordre du mégawatt et des EAV de puissance inférieure au mégawatt existant à cette époque. Ces données ont été comparées aux coûts estimés des EAV de l'ordre du mégawatt ayant une surface balayée ou un rendement énergétique similaires. Voici les principales conclusions publiées dans le résumé de l'étude au complet (E-32) :

- L'unique application importante des SCEE qui sera la plus rentable à l'échelle nationale, car elle touchera tous les secteurs de l'économie, concerne l'alimentation des réseaux électriques. Cela est dû au fait qu'il est plus rentable de fabriquer et d'exploiter de grosses éoliennes que des petites.

- Vu l'état actuel de la technologie, on est en avance dans la conception des EAH et on a une plus grande expérience d'exploitation de ce type d'éolienne, par rapport aux EAV. Les problèmes environnementaux soulevés par les EAH et les EAV sont similaires.

- Si l'on compare les coûts de l'énergie des EAH et des EAV évalués dans la Phase III de l'étude, les coûts les plus faibles correspondent à 2,69 ¢/kWh pour une EAV-CA de 8 MW installée sur un site où la vitesse moyenne annuelle du vent est de 8,72 m/s (19,5 mph) et à 4,93 ¢/kWh pour l'EAV-CA de 5 MW avec une vitesse du vent de 6,26 m/s (14 mph). Les calculs des coûts de l'énergie au Canada sont basés sur les coûts au 30 juin, les dollars canadiens de 1980, un taux d'annuité fixe de 0,18 et un facteur de nivellement des frais d'exploitation et de maintenance de 2.

- Un accroissement des travaux de recherche et de développement ainsi que l'optimisation de la conception des SCEE permettront de réduire les frais d'investissement et d'améliorer les seuils d'équilibre. Une étude des progrès futurs possibles dans la conception des EAH et des EAV montre que les EAV continueront de concurrencer les EAH. En ce qui concerne les EAV, il est possible d'installer une transmission dans laquelle le générateur est directement couplé au rotor, ce qui élimine l'accélérateur mécanique. Une telle transmission, accompagnée d'une amélioration de la performance du rotor, réduirait le coût de l'énergie en raison de l'accroissement de la production d'énergie résultant, de la réduction des coûts d'investissement et de la simplification de la transmission.

- Dans les limites de la précision de l'analyse, les EAV peuvent absolument concurrencer les EAH. De fait, les données spécifiques attribuent une supériorité technique et économique aux EAV.

Là encore, le rapport recommande qu'un prototype d'EAV de l'ordre de plusieurs mégawatts soit conçu, fabriqué et installé de façon à fournir de l'électricité à un réseau, dans le but de faire la démonstration de la viabilité technique et économique des grosses EAV.

7.9.3 Projet ÉOLE

En mars 1981, le CNRC et l'IREQ ont signé un accord de travail préliminaire dans le but d'établir les principales spécifications d'un prototype d'EAV de 4000 m^2 en se basant sur les études décrites ci-dessus et sur la grande expérience acquise par les deux organismes lors de projets de recherches antérieurs sur les EAV, individuels et conjoints, tel celui des Îles-de-la-Madeleine. Un petit groupe constitué de représentants de plusieurs organismes tels le CNRC, l'IREQ, Hydro-Québec, Shawinigan et Canadair, a préparé la *Définition technique préliminaire du projet Aeolus* (qui est devenu le projet ÉOLE, en l'honneur du dieu romain des vents) (A-53). Ce document

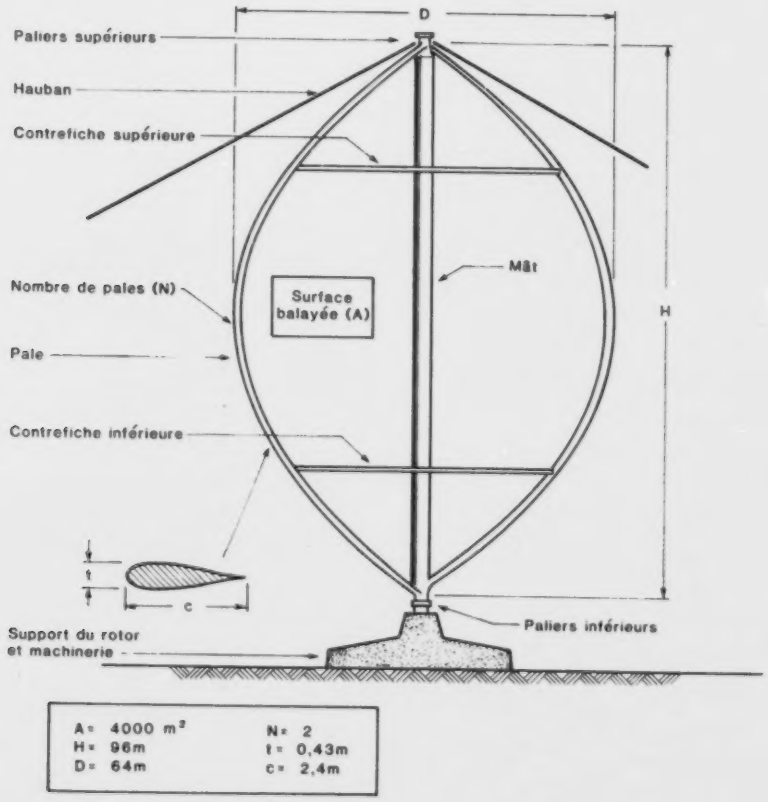


Figure 26. Projet ÉOLE : éléments constitutifs et dimensions.

- donne une liste des principaux paramètres de conception (voir figure 26)
- spécifie les valeurs de certains paramètres de conception
- définit les tâches et les champs d'activité des études nécessaires à l'établissement des valeurs des autres paramètres de conception
- suggère les spécifications des sous-systèmes et des interfaces nécessaires pour assurer la compatibilité du sous-système
- offre des conseils sur certains aspects de la conception tels que la fiabilité, la sûreté, les interactions environnementales, l'instrumentation, etc.

Le 17 mars 1982, Hydro-Québec/IREQ et le CNRC ont signé un accord aux termes duquel ces organismes partagent également le coût estimé de 35,2 millions de dollars de la conception, construction et évaluation du prototype d'EAV de 4000 m^2. Hydro-Québec a été chargé de la gestion du projet ÉOLE pour le compte du CNRC et de l'IREQ (figure 27).

La responsabilité de la conception globale a été confiée à forfait par Hydro-Québec à Experts Conseils Shawinigan Inc. (ECSI) qui a préparé des dessins d'exécution et des spécifications pour les contrats de fabrication émis par Hydro-Québec. Voici les principaux fournisseurs :

Versatile Vickers - Rotor
Canadian General Electric - Générateur et système de régulation
Hayes Dana Corporation - Transmission et freins

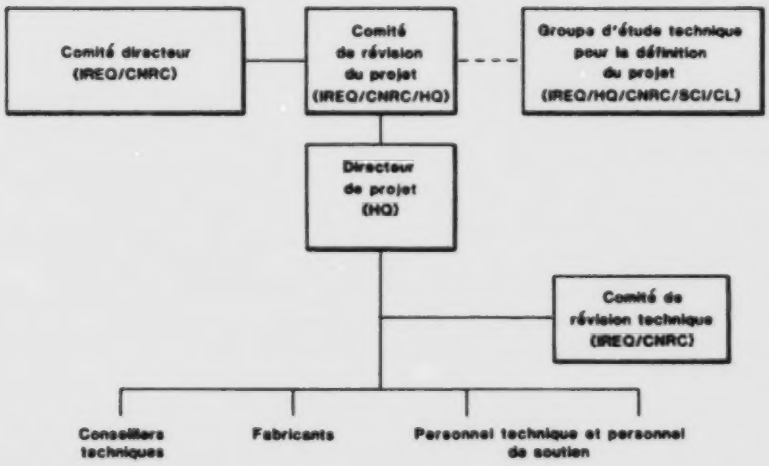


Figure 27. Organisation du projet ÉOLE.

Plusieurs sites potentiels furent envisagés, quatre ont fait l'objet de mesures et celui situé près de Cap Chat (Québec) a été sélectionné (revoir la section 3.5.3) (voir figure 28). Une revue de définition préliminaire a été effectuée en décembre 1982 et une revue critique de définition (à laquelle ont participé des spécialistes étrangers) en septembre 1984. D'après le calendrier initial, l'érection devait avoir lieu en automne 1985, la mise en service et l'évaluation en 1986 et 1987. Le travail sur le site et la construction de la centrale sont terminés, le générateur et le système de régulation ont été livrés et installés comme prévu, mais, à cause d'un retard dans la fabrication du rotor, l'érection a été retardée jusqu'à la fin de l'été 1986. La mise en service et l'évaluation préliminaire ont été replanifiées pour 1987/1988. D'après les dernières

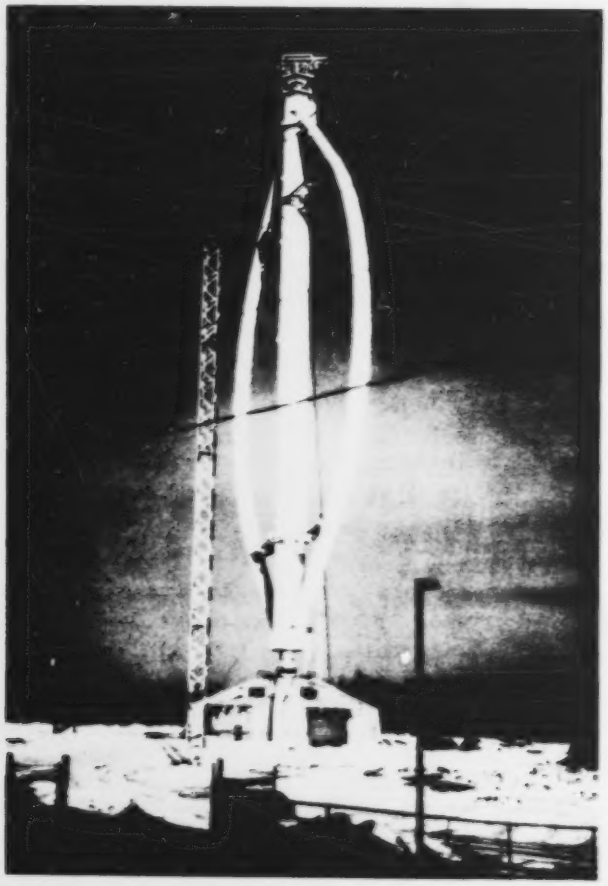


Figure 28. EAV ÉOLE de 4 MW à Cap Chat (Québec).

estimations, les coûts du projet devraient excéder le budget original d'environ 10 %.

Entre temps, deux changements importants ont été enregistrés en ce qui concerne les éoliennes de l'ordre du mégawatt, depuis le début du projet ÉOLE. En premier lieu, la conception d'autres prototypes de l'ordre du mégawatt aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Suède et en Allemagne s'est révélée beaucoup plus coûteuse et plus longue que prévu. Par contre, les systèmes de puissance intermédiaire atteignent plus rapidement la maturité technique et comblent les créneaux commerciaux les plus avantageux. Bien que les pays européens non producteurs de pétrole continuent de subventionner la R et D sur l'énergie éolienne, la puissance optimale de leurs éoliennes semble avoir baissé à environ 1 MW.

En second lieu, l'augmentation continue prévue des prix du pétrole, de 30 $/baril à plus de 50 $/baril, ne s'est pas matérialisée. Au contraire, les prix du pétrole ont chuté à moins de 15 $/baril. En conséquence, la recherche et le développement sur les sources d'énergie de remplacement est apparue beaucoup moins urgente. On note plusieurs indices de cette baisse d'intérêt, telles l'interruption des crédits de taxe pour les systèmes d'énergie de remplacement aux États-Unis et la dissolution de la Division de l'énergie au CNRC. À la lumière des conditions générales susmentionnées et étant donné les contraintes générales, Hydro-Québec/IREQ et le CNRC ont dû envisager l'interruption du projet ÉOLE au printemps de 1986, bien qu'une telle décision aurait considérablement restreint les bénéfices techniques.

En avril 1986, la firme Lavalin Inc. a proposé qu'ECSI se charge du projet, termine la construction et la mise en service et exploite la machine comme une centrale productrice de revenus, tout en recueillant des données de performance et d'exploitation à plus long terme. Après négociation, le CNRC, Hydro-Québec et l'IREQ ont convenu de transférer le projet ÉOLE à ECSI à partir du 1er mai 1986. ESCI prévoit que la machine sera érigée en décembre 1986 et que la mise en service et l'évaluation préliminaire seront terminées au printemps de 1987. À partir de ce moment là, l'exploitation de l'éolienne produira des revenus dans le cadre d'un contrat d'achat entre ECSI et Hydro-Québec et ECSI recueillera des données d'exploitation et de maintenance.

8.0 AUTRES PROJETS CANADIENS SUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

8.1 Initiative nationale en matière d'économies d'énergie et d'énergies de remplacement

En mai 1985, il a été annoncé que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) recevait le mandat de poursuivre le financement des travaux sur les énergies renouvelables. L'annonce faisait état d'une nouvelle initiative, baptisée Initiative nationale en matière d'économies d'énergie et d'énergies de remplacement (INEEER), avec un niveau de financement de 300 millions de dollars pour les trois années suivantes. Cette initiative éliminait les subventions directes aux utilisateurs d'énergie et favorisait plutôt les programmes de recherche et démonstration sur l'énergie, le transfert de technologie et l'éducation du consommateur comme moyens d'encourager les investissements dans l'amélioration du rendement énergétique.

Les composantes relatives aux énergies de remplacement de l'INEEER ont pour but de financer les travaux de RD et D nécessaires pour résoudre les problèmes techniques et améliorer le caractère concurrentiel de ces technologies. L'aide financière devrait permettre d'éliminer certains obstacles tels que les distorsions des prix du marché, le manque d'information des investisseurs et les risques élevés perçus par les utilisateurs et les petites entreprises à faible capital.

L'INEEER s'accompagne aussi d'un effort pour accroître la collaboration fédérale/provinciale dans le secteur de l'énergie. Des accords spécifiques ont été négociés ou sont en cours de négociation avec les provinces. Dans le cadre de l'INEEER, des programmes particuliers intéressant tous les organismes engagés dans la recherche sur l'énergie éolienne ont été élaborés : le Programme de R et D sur l'énergie éolienne, le Programme de démonstration des projets spéciaux et le Programme de démonstration dans les collectivités éloignées.

8.1.1 Programme de R et D sur l'énergie éolienne

Le Programme de R&D sur l'énergie éolienne est géré par la Division des énergies renouvelables d'EMR. Le but ultime de ce nouveau programme fédéral est d'encourager la recherche afin d'établir une base technologique et d'aider l'industrie à prouver la viabilité de l'énergie éolienne comme source d'énergie de remplacement.

En raison du manque de personnel et de spécialistes à la Division des énergies renouvelables, la Direction fait appel à la compétence externe dans les différentes technologies par l'intermédiaire d'un Comité consultatif technique. Le but, lorsque des spécialistes sont invités à siéger au

Comité consultatif technique, est de rassembler des représentants de fabricants de SCEE, d'utilisateurs potentiels de la technologie, de personnes importantes venant de centres de recherche et de laboratoires d'essais ainsi que d'autres personnes dont la compétence complète celle des autres membres du comité. La principale fonction du Comité consultatif technique est d'offrir des conseils en matière de priorité de R et D et d'aider EMR à diriger le programme de R et D.

Six priorités en matière de R&D sur l'énergie éolienne ont été définies. Ces priorités sont intimement liées à la mise au point d'éoliennes rentables et sûres qui seront nécessaires pour répondre à la demande canadienne à court et à long termes. Voici ces priorités :

- Recherche générique
- Mise au point de la technologie
- Mise au point des systèmes vent-diesel
- Essais et monitorage de la technologie
- Batteries d'éoliennes
- Transfert de technologie

Un budget d'environ 1 million $ par an est consacré au programme de R et D.

8.1.2 Démonstrations de projets spéciaux

L'objectif de ce programme de démonstration est d'accélérer l'adoption et l'utilisation commerciale d'énergies renouvelables, ainsi que de mieux faire connaître les possibilités d'utilisation de ces énergies au public canadien et au secteur commercial. Le Programme de démonstration de projets spéciaux a été conçu de façon à constituer un lien entre les travaux de R et D et la commercialisation des produits. Le transfert de technologie est une partie importante de ces démonstrations, ce type de projet fournissant des données de grande valeur à l'industrie des énergies renouvelables, en ce qui a trait aux systèmes améliorés et à la rentabilité. L'un des projets qui a été approuvé consistait en l'installation d'une éolienne de 15 m de diamètre utilisée pour le pompage de l'eau dans le but de produire un terrain marécageux. Ce projet est géré par Ducks Unlimited et l'éolienne est fabriquée par la DELTX Windpump Corporation.

8.1.3 Programme de démonstrations dans les collectivités éloignées

Le Programme de démonstrations dans les collectivités éloignées a été introduit en 1980. Il vise à encourager les collectivités non reliées au réseau électrique principal ou au système d'approvisionnement en gaz naturel à étudier les possibilités en matière d'énergie autre que le pétrole qui s'offrent à elle et à subventionner des projets de démonstration choisis. Pendant la Phase I, neuf études de préfaisabilité relatives à

l'énergie éolienne ont été terminées. Une liste de ces études et des fonds correspondants est donnée au tableau 11. La Phase II, qui constitue l'étape de démonstrations du programme, est en cours. Deux propositions de principe ont été approuvées jusqu'à maintenant et deux projets sont en cours.

Propositions de principe - St. Anthony (Terre-Neuve) : Le monitorage du vent en vue de l'installation d'une batterie d'éoliennes est en cours et la proposition relative à la démonstration elle-même est en cours d'élaboration; Cambridge Bay (Territoires du Nord-Ouest) : on propose de connecter une éolienne d'une capacité variant de 60 kW à 150 kW au réseau diesel local.

Projets en cours - Fort-Severn (Ontario) : le système de démonstration vent-diesel de Fort-Severn consiste en une EAH de 60 kW construite par Howden Group of Canada, connecté à trois groupes diesels de 85, 125 et 175 kW. L'érection de l'éolienne est prévue pour septembre 1986. Le projet est géré par Ontario Hydro, avec des subventions d'Énergie, Mines et Ressources Canada, du ministère de l'Énergie de l'Ontario, d'Howden Group of Canada et d'Ontario Hydro; Kuujjak (Fort Chimo) (Québec) : Hydro-Québec a entrepris un projet visant à installer une éolienne Bonus de 65 kW couplée auréseau diesel du village. Le projet est géré par Hydro-Québec, avec des subventions d'Énergie, Mines et Ressources Canada et d'Hydro-Québec.

8.2 Projets universitaires

Plusieurs universités effectuent aussi des travaux de recherche sur l'énergie éolienne. Les deux principales sources de financement pour les universités sont le CRSNG déjà mentionné et le Programme des conventions de

Tableau 11. Programme de démonstrations dans les collectivité éloignées (PDCE) PHASE I

Province	Emplacement	Description	Fonds PDCE (000 $)	Total (000 $)
Territoires du Nord-Ouest		Hybride vent/hydro	60	60
Colombie-Britannique	Kitkatla	Faisabilité du vent	22	27,5
Québec	Îles-de-la-Madeleine	Batterie d'éoliennes (Mesures du vent)	36	48
		Petites éoliennes	50,4	50,4
Ontario	Mud River	Faisabilité du vent	3	3
Terre-Neuve	Côte sud	Faisabilité du vent	53	53
	Côte du Labrador	Faisabilité du vent	14	14
	St. Anthony	Faisabilité du vent	21	25,3
	Pinsents Arm/ Norman Bay	Charge d'appoint PV/vent	30,6	30,6

recherche (PCR) d'ÉMR. Le PCR offre des subventions pour des projets de recherche et développement en sciences naturelles et en génie, en sciences physiques et en sciences sociales à des institutions d'enseignement. Le programme permet l'échange d'informations, de compétences et de technologies entre les organismes participants et le gouvernement. Plusieurs projets sont approuvés chaque année. Quelques universités possèdent des groupes de recherche sur l'énergie éolienne. Voici les plus importantes : Université Laval (Québec), Université Sherbrooke (Québec), École Polytechnique de Montréal (Québec), Université de Waterloo (Ontario), Université de Calgary (Alberta) et College of Trade and Technology (Terre-Neuve). Dans d'autres universités, des personnes travaillent à titre individuel dans la recherche sur l'énergie éolienne.

Le Conseil de la recherche en sciences naturelles et en génie (CRSNG) offre aussi des subventions à des chercheurs universitaires dans de nombreux domaines, y compris celui de l'énergie éolienne. Cependant, aucun projet n'est en cours.

8.3 Autres projets importants

8.3.1 Projet Hall Beach

Santé et Bien-être Canada possède des dispensaires, des cliniques, des hôpitaux et des centres de santé dans les régions éloignées du Canada, principalement dans le Nord. Les Territoires du Nord-Ouest en possèdent 68, le Yukon 211 et 60 autres centres sont situés au-delà du 55^{e} parallèle dans les provinces de Colombie-Britannique, Alberta, Manitoba, Saskatchewan, Ontario et Québec. Hall Beach est l'un des 30 dispensaires des Territoires du Nord-Ouest, avec une capacité d'utilisation de 15 kW. Le courant est fourni soit par le propre groupe diesel du centre soit par la Commission d'électricité du Nord du Canada. Les coûts de l'énergie varient de 30 ¢ à 70 ¢ le kilowatt-heure, alors que la moyenne nationale est de 5 ¢/kWh. Étant donné les coûts élevés de l'électricité, ainsi que les problèmes du transport et du stockage de l'huile de chauffage et leurs effets sur l'environnement, Santé et Bien-être Canada a décidé d'étudier les possiblités offertes par l'énergie éolienne. Suite à un programme d'évaluation des données éoliennes, Hall Beach a été choisi pour la démonstration d'une éolienne de 10 à 15 kW.

Une éolienne de la compagnie NorthWind Power a été choisie pour la démonstration. La machine (d'une puissance nominale de 9 kW) a été envoyée au Centre d'essais éoliens de l'Atlantique pour des essais de performance, de fonctionnement et de fiabilité afin de vérifier si elle pouvait être utilisée sans danger dans les climats septentrionaux. En raison des problèmes qui se sont posés et des modifications qu'il était nécessaire d'apporter à l'éolienne, Santé et Bien-être Canada a décidé de poursuivre la période

d'essais au CEEA pendant l'hiver 1985/1986. En avril 1986, l'éolienne est tombée alors qu'elle était descendue pour des réglages mécaniques et tous ses éléments constitutifs ont subi des dommages considérables. Malgré l'accident, Santé et Bien-être Canada prévoit maintenant étudier la possibilité d'utiliser une nouvelle éolienne (d'une puissance de 12 à 15 kW) et de poursuivre la démonstration. En cas de succès, les possibilités de multiplication sont très importantes.

8.3.2 Projet Winisk

Winisk est un village éloigné situé sur la rive sud de la baie d'Hudson, en Ontario. Dans le cadre d'un programme du ministère de l'Énergie de l'Ontario, le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario a installé une aéroturbine Bergey de 10 kW en conjonction avec un groupe diesel de 10 kW et un système de stockage par batteries de 500 A h, à son quartier général de Winisk. Ce projet constitue l'une des premières démonstrations d'un système de pointe SCEE/groupe diesel/batteries dans le Nord et il fournira suffisamment d'informations sur les caractéristiques de performance et de fonctionnement pour que l'utilisation du système soit étendue à de petites éoliennes supplémentaires dans le Nord et dans d'autres régions du Canada où les sources d'énergie classiques sont onéreuses.

8.3.3 L'installation Sinnott - Monitorage de TransAlta Utilities

Au début de 1984, un fermier albertain, A.E. Sinnott, a érigé sur sa ferme de Pincher Creek un aérogénérateur Enertech de 40 kW connecté au système électrique de la TransAlta Utilities Corporation. Après plusieurs différends entre les deux parties, une décision exemplaire a été prise par la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (CERE) établissant le principe de la "banque" d'énergie pour une période d'essai de 5 ans se terminant en 1989. Pendant la période d'essai, M. Sinnott pourra "emmagasiner" son énergie éolienne en excès dans le système TransAlta et recevoir un crédit correspondant. Il pourra ensuite utiliser ce crédit en retirant de l'énergie du système TransAlta pendant les périodes de vent faible ou nul. Le solde est calculé chaque trimestre et toute quantité d'énergie nette fournie à M. Sinnott par TransAlta est facturée aux taux normaux de TransAlta. Si, au cours d'un trimestre, l'éolienne fournit de l'énergie nette à TransAlta, TransAlta paiera cette énergie à un taux plus faible. Ce taux plus faible tient compte des frais évités par TransAlta lorsque cette compagnie achète le surplus d'énergie de M. Sinnott, y compris les coûts de combustibles non utilisés et les pertes dans les lignes de transmission.

La période d'essai se terminant en décembre 1989 a été fixée de façon à permettre l'obtention de données techniques et économiques sur le fonctionnement de l'aérogénérateur et sur l'interaction avec TransAlta.

En mars 1985, TransAlta a publié le deuxième rapport de monitorage. Trois aérogénérateurs de faible puissance interconnectés et reliés au réseau ont été monitorés pendant l'année, soit :

- un aérogénérateur Enertech de 5 kW, Carston
- un aérogénérateur Enertech de 5 kW, Pincher Creek
- un aérogénérateur Enertech de 40 kW, Pincher Creek

En se basant sur la puissance débitée globale, on peut conclure que les trois aérogénérateurs ont fonctionné avec un facteur de capacité moyen de 28,6 % pendant 1985. Le facteur de capacité est le rapport entre l'énergie réelle fournie pendant une certaine période et l'énergie qui aurait pu être fournie si le système avait fonctionné à sa capacité nominale pendant toute la période. Pendant l'année, la disponibilité moyenne en énergie éolienne était de 54,0 % (pourcentage du temps pendant lequel les conditions de vent permettaient le fonctionnement de l'aérogénérateur). La disponibilité moyenne de l'équipement TransAlta sur les sites des aérogénérateurs était de 99,9 %. La disponibilité moyenne des aérogénérateurs était de 83,9 %.

En juillet 1989, la CERE examinera les résultats de la période d'essai et modifiera sa politique en fonction de ces résultats.

9.0 ÉTAT ACTUEL DE LA TECHNOLOGIE CANADIENNE DES SCEE

La recherche et le développement sur l'énergie éolienne au Canada a porté principalement sur les éoliennes à axe vertical. Par contre, les programmes européens ont été surtout consacrés aux éoliennes à axe horizontal plus traditionnelles et, dans de nombreux pays, les travaux récents ont été organisés en fonction des industries de SCEE existantes. Aux États-Unis, l'effort a surtout porté sur les EAH de grande puissance bien que les EAV avaient fait l'objet d'un travail très important pour le compte du DOE par le biais des laboratoires Sandia et dans quelques entreprises importantes.

Entre 1980 et 1985, la R et D sur l'énergie éolienne dans la plupart des pays a suivi deux avenues parallèles. Des machines de puissance relativement faible (~50 kW) peuvent être mises rapidement en exploitation et le grand intérêt suscité par les sources d'énergie de remplacement s'est traduit par un grand nombre de projets de démonstrations importants, l'exemple le plus impressionnant étant en Californie où plus de 15 000 éoliennes de ce type ont été installées pendant ces cinq ans. Parallèlement à ces projets qui permettaient d'acquérir de l'expérience dans l'exploitation des éoliennes, des travaux de recherche ont été entrepris sur des éoliennes beaucoup plus puissantes, en réponse à des études techno-économiques qui ont montré que la rentabilité augmentait avec la puissance de l'éolienne, jusqu'à une puissance nominale de plusieurs mégawatts. La Suède, l'Allemagne, les États-Unis, le Royaume-Uni et le Canada se sont ainsi lancés dans des projets de prototypes de SCEE multimégawatts.

En général, ces deux conceptions différentes de la technologie de l'énergie éolienne se sont révélées compatibles. À l'heure actuelle, la technologie des EAH reste plus mature que la technologie des EAV pour plusieurs raisons : les EAH ont fait l'objet de travaux intensifs aux États-Unis et en Europe; certaines techniques d'analyse aérodynamique et structurale mises au point pour les hélices et les rotors d'hélicoptère s'adaptent facilement aux EAH et il existe tout un fondement théorique de la conception des EAH qui s'appuie sur les applications d'avant-guerre. Néanmoins, on s'accorde généralement à reconnaître maintenant que la technologie des EAV est tout aussi prometteuse en ce qui a trait à la performance et qu'il est possible qu'elle soit légèrement plus rentable. Les deux configurations représentent deux méthodes viables de domestiquer l'énergie éolienne, chacune avec des avantages et des inconvénients pour une application donnée qu'il est facile de comprendre.

La mise au point des éoliennes d'une puissance de l'ordre du mégawatt s'est révélée plus coûteuse et plus longue que prévu, à la fois pour les EAH et les EAV. Les études ont été reprises et les résultats indiquent toujours qu'il est plus rentable de construire de grosses éoliennes de production,

mais les ressources requises pour atteindre la maturité technique ne se justifient peut-être pas avec la chute actuelle des prix du pétrole et la surcapacité des réseaux électriques. Dans de telles conditions, il est essentiel de recueillir le plus de données techniques possible à partir des prototypes de l'ordre du mégawatt actuels afin de constituer une base solide en vue de futurs développements.

9.1 Performance

Le CNRC n'a effectué aucun travail sur les techniques de prévision de la performance aérodynamique des rotors d'EAH, mais les aérodynamicistes du Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses ont une idée générale de la méthodologie et des résultats.

Les analyses de la performance du rotor des EAV Darrieus à pales courbes sont assez avancées au CNRC (ainsi qu'aux SNL, aux États-Unis, et ailleurs). La précision de la prévision de la performance aérodynamique en régime d'exploitation dépend avant tout de la précision et de la complétude des données caractéristiques du profil d'aile. Les courbes de portance et de traînée doivent être connues pour des gammes d'angle d'attaque beaucoup plus grandes que pour la plupart des applications aéronautiques. Le calcul de la traînée des éléments du rotor autres que les pales (par exemple, les contrefiches, les déporteurs fermés, les joints, les boulons à tête, etc.) nécessite aussi une expérience considérable. Habituellement, on tient compte de ces éléments lorsqu'on choisit C_{d0}, le coefficient de traînée des profils des pales pour une portance nulle. Ce paramètre est assez sensible et de petites charges peuvent modifier notablement la vitesse d'amorçage prévue. Néanmoins, il est possible d'extrapoler les courbes de puissance des EAV en dessous des limites de décrochage avec une précision technique acceptable à l'aide de méthodes identiques à celles décrites à la section 5.1.

Les phénomènes aérodynamiques pendant le fonctionnement d'une EAV à une puissance limitée par le décrochage sont très complexes. Les caractéristiques classiques de décrochage des ailes en état quasi permanent sont absolument inadéquates pour la prévision précise de la puissance limitée par le décrochage. Habituellement, la sous-estimation de la puissance maximale peut atteindre 25 % (voir aussi la section 5.1.2). Ce phénomène est dû à la nature dynamique du décrochage subi par la pale de l'EAV. L'angle d'attaque change périodiquement au cours de la rotation du rotor et la séparation et la reprise de contact de l'écoulement sont retardés, ce qui empêche l'établissement de l'état quasi permanent. Ce phénomène introduit une asymétrie dans la courbe couple-position angulaire du rotor. Les chercheurs du CNRC ont cherché à mesurer ces caractéristiques de décrochage dynamique

sur une section de profil NACA0018 se déplaçant périodiquement, avec commande informatisée, dans la soufflerie de 2 m × 3 m de l'EAN (A-54) et ils ont aussi effectué certains travaux analytiques (A-44). Outre la détermination des caractéristiques dynamiques du profil de la pale, il est nécessaire de tenir compte des effets dynamiques dans les programmes de prévision de la performance des rotors d'EAV. Diverses tentatives à cet effet réalisées par Templin (A-43), Parishivov (F-9), et d'autres ont connu un succès limité. De toute évidence, il est nécessaire de poursuivre les recherches pour mieux comprendre ces phénomènes et pouvoir ensuite les décrire avec précision dans les programmes informatisés utilisés pour les prévisions des courbes de performance.

Outre la courbe de puissance du SCEE, la prévision du rendement énergétique d'un système donné en un endroit particulier requiert une connaissance du régime de vent sur le site. Comme il a été mentionné au chapitre 2, les distributions de la vitesse et de la direction du vent en fonction du temps influent considérablement sur le rendement énergétique. Même s'il existe des données précises pour le site, obtenues à partir de mesures météorologiques spécifiques ou générales, la variation du régimede vent d'une année à l'autre peut influer sur les prévisions annuelles de production d'énergie autant que les incertitudes dans la courbe de puissance du SCEE. Il est certain que si le régime de vent sur le site doit être évalué à partir de données recueillies loin du site, ces incertitudes l'emporteront de loin sur les imprécisions probables dans l'estimation de la courbe de puissance du SCEE.

9.2 Intégrité structurale

Le comportement structural des pales d'EAH n'a pas été étudié dans le cadre du programme canadien de R et D sur l'énergie éolienne, mais il a été analysé en détail aux États-Unis et en Europe. Un ensemble considérable de connaissances relatives à la technologie des hélices et plus particulièrement à celle des rotors des hélicoptères pouvait s'appliquer aux EAH. Certains éléments tels que la commande de l'angle de calage à l'aide d'un bras flexible, les moyeux à suspension et les axes delta-trois amortis ont été intégrés à de nombreuses EAH.

Là encore, le programme canadien a été consacré à l'étude des EAV Darrieus à pales courbes. La majeure partie de la recherche analytique sur le comportement dynamique structural de ces rotors a été effectuée aux Sandia National Laboratories, au Nouveau-Mexique (États-Unis). Un grand nombre des programmes utilisés maintenant par les chercheurs et les fabricants canadiens d'EAV dérivent de ces analyses fondamentales des SNL qui comprennent des pré- et post-processeurs permettant d'adapter le problème des EAV aux programmes généraux d'analyse structurale très puissants tel le

programme NASTRAN. Bien que complexes, ces techniques sont très au point et, lorsqu'on peut introduire une description physique suffisamment détaillée du rotor, elles fournissent des données sur les modes et les fréquences satisfaisant les exigences techniques. La firme Indal Technologies Inc. a étendu cette méthode d'analyse de façon à inclure les fonctions de contraintes aérodynamiques et la répartition des contraintes résultantes dans la structure du rotor et dans les haubans.

La fatigue est un problème important qui touche tous les éléments structuraux des EAH et des EAV. Pour les deux types d'éoliennes, un grand nombre de charges importantes sont cycliques (revoir la section 4.3.3) et, étant donné les frais d'investissement élevés, les SCEE ne deviennent rentables à long terme que s'ils possèdent une grande longévité. Un SCEE de 100 kW tournant à une vitesse de 75 tr/min pendant 5000 h par an subira plus de $1{,}5 \times 10^9$ cycles de contraintes importantes pendant une vie nominale de 25 ans. Un grand nombre de programmes de saisie de données utilisés pour monitorer les prototypes de SCEE possèdent des sous-programmes de comptage basés sur l'algorithme de l'écoulement pluvial qui permet de calculer la consommation de la vie en fatigue pendant l'évaluation technique et les premières phases d'exploitation. Comme dans le cas de la prévision de la performance aérodynamique, un grand nombre des données fondamentales nécessaires dans les programmes d'analyse dynamique structurale et de prévision de la durée de vie en fatigue sont difficiles à obtenir. Il existe peu de données bien documentées sur les limites de fatigue des matériaux constitutifs des pales de SCEE subissant 10^9 cycles de contraintes. En ce qui concerne les gros SCEE, il n'existe aucun code de conception réellement approprié pour aider le concepteur à résoudre des problèmes fondamentaux tels que les charges permises pour les matériaux ou les pièces d'assemblage. Par exemple, les pales d'acier boulonnées d'ÉOLE ont été conçues selon les codes établis pour les ponts, et selon le bon sens de l'équipe de concepteurs.

9.3 Ingénierie des systèmes

Un SCEE, que ce soit une EAV ou une EAH, est une combinaison d'éléments aérodynamiques, structuraux, mécaniques, électriques et électroniques. Il est évident que l'ensemble doit être conçu comme une entité cohérente si l'on veut atteindre une performance et une rentabilité optimales. Les grandes décisions à prendre concernent la compatibilité du rotor, du convertisseur d'énergie, de la charge et du régime de vent. Sans aucun doute, l'optimisation de ces paramètres, pourtant peu nombreux, est difficile, voire impossible, si chaque SCEE n'est pas conçu en fonction du site et de son usage particulier. Le choix des rapports de vitesse permet une certaine souplesse pour apparier les caractéristiques du rotor et celles du vent sur le site.

On peut utiliser des générateurs de puissances différentes avec un rotor donné pour faire correspondre la puissance spécifique au régime de vent sur le site. La récente introduction de l'électronique de puissance (par exemple les convertisseurs statiques de fréquence) pour coupler un courant non standard produit par le générateur à un réseau d'électricité a considérablement élargi les possibilités d'emploi des contrôleurs programmables pour adapter le SCEE au site et à la charge.

Il existe des techniques rudimentaires (principalement dans les départements d'ingénierie des fabricants de SCEE) permettant de résoudre ce problème d'ingénierie des systèmes. Ces analyses pourraient être considérablement améliorées par l'adaptation de méthodes d'ingénierie de systèmes empruntées à d'autres domaines tel celui des centrales hydrauliques.

La compétence en ingénierie de systèmes est tout particulièrement nécessaire pour les centrales hybrides vent-diesel. Outre le groupe diesel, le SCEE, la charge et la vitesse du vent, l'introduction d'un milieu de stockage de l'énergie dans le système ajoute un autre paramètre au problème de l'optimisation. Des travaux expérimentaux préliminaires au Canada, au Royaume-Uni et aux États-Unis ont montré que les courbes d'économie de diesel en état permanent s'appliquent même si le groupe diesel doit combler la différence entre la puissance très fluctuante fournie par le SCEE et la charge en général plus uniforme. Il est donc possible d'élaborer un programme décrivant un état quasi permanent qui accepte la vitesse du vent et la charge sous forme de fonctions du temps et qui calcule la consommation de combustible à partir des courbes connues de performance du groupe diesel et du SCEE. De tels programmes existent dans le domaine public (E-33), ainsi que chez de nombreux fabricants de SCEE et dans des firmes d'experts-conseils travaillant dans le domaine des applications énergétiques. Ces programmes tiennent généralement compte du stockage et ils constituent donc des outils commodes pour évaluer diverses combinaisons d'éléments et de tailles des systèmes. On peut ensuite utiliser les économies de combustibles calculées à l'aide de ces programmes pour l'évaluation de la rentabilité d'un système donné.

Comme il a été mentionné à la section 4.3.4, la conception des pompes éoliennes requiert aussi une analyse systémique. Par exemple, l'âme et la course d'une pompe alternative peuvent influer considérablement sur la vitesse d'amorçage et la production d'eau annuelle, surtout dans des régimes de vent faibles. Des programmes d'analyse de systèmes semblables à ceux décrits ci-dessus pour les centrales électriques vent-diesel doivent être écrits et vérifiés avec des données expérimentales.

9.4 Systèmes de régulation et de protection

Les systèmes de régulation des EAV électriques couplées au réseau et équipées de générateurs à induction sont relativement simples et un grand nombre de fabricants de SCEE ont mis au point des systèmes fiables. La régulation des EAH est légèrement plus complexe car il faut tenir compte de paramètres additionnels tels que le lacet et l'angle de calage de la pale. Quelques accidents graves se sont produits lorsque les contrôleurs de prototypes n'ont pu réagir à des conditions non prévues dans leur conception ou lorsque des éléments de ces contrôleurs ont mal fonctionné. Une redondance de fonctions vitales dans la conception, des autovérifications internes et des simulateurs de diagnostic à affichage direct constituent des moyens d'améliorer la fiabilité du système de régulation.

Il reste encore beaucoup à faire dans la mise au point des systèmes de régulation et de protection des centrales vent-diesel, particulièrement celles qui possèdent un système de stockage de l'énergie. Les bancs d'essai utilisés pour la recherche tels l'installation vent-diesel de RISØ (Danemark) et celui qu'on installe actuellement au CEEA (Canada) comportent généralement des contrôleurs logiques programmables qui permettent d'étudier différentes méthodes de régulation. Les programmes de simulation analytique (par exemple, E-34 à E-37) qui peuvent reproduire de façon réaliste le comportement transitoire des systèmes de stockage des centrales ventdiesel sont complexes. Leur utilisation et l'interprétation des résultats requièrent une expérience considérable. Néanmoins, il est nécessaire de poursuivre les travaux sur ces modèles dynamiques car la mise au point expérimentale par la méthode d'essais et d'erreurs est trop dangereuse, trop coûteuse et trop lente.

La plupart des pompes éoliennes actuelles possèdent seulement des systèmes de régulation très rudimentaires, suffisants pour protéger la machine, mais rarement capables de quelque optimisation que ce soit. Il est aussi évident que les systèmes de régulation des pompes éoliennes doivent être à déclenchement automatique et qu'ils ne doivent pas nécessiter d'électricité ou d'apport d'énergie autre que ce que la pompe éolienne fournit. Les pompes éoliennes traditionnelles ne nécessitaient pas grande régulation : la course de la pompe est alors le paramètre le plus évident qui pourrait être optimisé (par exemple, DELTX WP50).

Cependant, si les transmissions hydrauliques ou pneumatiques se révèlent rentables et sûres, il deviendra intéressant d'optimiser simultanément le fonctionnement du rotor et celui de la pompe.

9.5 Fiabilité

Une bonne technologie des SCEE est intrinsèquement fiable. Les EAH et les EAV sont des machines relativement simples (si l'on compare à un turbomoteur à gaz ou à une presse à foin, par exemple) avec relativement peu d'éléments constitutifs, un grand nombre de ces éléments étant déjà produits à d'autres fins. Néanmoins, pour être rentables, la plupart des SCEE doivent fonctionner automatiquement, sans surveillance, avec un minimum de maintenance, et ce pendant deux ou trois décennies.

Comme avec la plupart des nouvelles technologies, deux facteurs concourent à provoquer de nombreuses défaillances dans les prototypes. Le premier facteur est le manque de compréhension de toutes les ramifications d'une nouvelle technologie. Par exemple, avant l'élaboration de méthodes analytiques permettant de prévoir les modes et les fréquences de résonance, les premiers prototypes ont été soumis à une fatigue oligocyclique prématurée, quelquefois avec des conséquences dramatiques. Le second facteur est plus insidieux. Il s'agit tout simplement des maladresses dues au fait que toute la chaîne des concepteurs, constructeurs, monteurs et exploitants sont aux prises avec de nouvelles méthodologies et qu'ils ne disposent d'aucun manuel ni d'aucune expérience sur lesquels ils pourraient s'appuyer.

Les projets canadiens d'essais sur le terrain d'éoliennes de 50 kW (voir section 7.4) ont débuté avec de nombreuses défaillances mineures frustrantes (et une ou deux catastrophes). Les déporteurs collaient, les relais électriques attiraient l'eau salée, les régulateurs ne régulaient pas, les boulons se desserraient, les paliers faisaient défaut sans raison, les pompes à graissage surchauffaient en été et gelaient en hiver, etc., etc. Cependant, peu de ces incidents remettaient en question les principes de conception fondamentaux. En décembre 1985, la plupart des EAV de 50 kW avaient accumulé plus de 15 000 heures de fonctionnement et avaient atteint régulièrement une disponibilité supérieure à 90 %. Un manque de fiabilité initial est souvent dû à un défaut d'appréciation des ravages causés par des climats pourant modérés. La corrosion est la bête noire des concepteurs de SCEE, aussi bien des ingénieurs en construction que des ingénieurs en mécanique et en électricité. Enfin, le fait que la plupart des premiers prototypes de démonstration aient été installés dans des régions éloignées et qu'ils aient été uniques a été à l'origine de longues périodes d'arrêt pour des défaillances relativement moins nombreuses.

La fiabilité requiert une longue période d'essai. Il est beaucoup plus rapide et plus simple de faire la démonstration d'un gain de performance que de démontrer une plus grande fiabilité. En conséquence, au début de l'exploitation, il est plus sage de chercher à accumuler des heures de

fonctionnement que de vouloir définir l'extrémité supérieure de la courbe de puissance. Dans la plupart des cas, un arrêt de fonctionnement compte beaucoup plus qu'une mauvaise performance en ce qui concerne l'énergie non captée.

Pour certains SCEE canadiens actuels, on possède des données de fiabilité bien établies et sûres (par exemple, ITI 50, EAV de 500 kW). D'autres SCEE apparaissent prometteurs, mais leur fiabilité n'a pas encore été démontrée (par exemple, ADSCON 125, 150 kW; DELTX WP 50).

De toutes les phases de la mise au point d'une nouvelle technologie, du principe à la commercialisation, c'est celle où l'on cherche à atteindre une fiabilité acceptable et stable qui nécessite le plus de travail et de persévérance. Malheureusement, cette étape exigeante conduit rarement à des réalisations spectaculaires et elle est souvent la plus difficile à financer adéquatement, car elle est prise entre les programmes de recherche et les programmes d'aide à la commercialisation d'un produit éprouvé. Des laboratoires d'essais financés par le gouvernement fédéral, tels que le CEEA et le LWTS peuvent jouer un rôle important dans cette étape essentielle en offrant un personnel permanent ou de l'équipement électronique pour le monitorage ainsi qu'un personnel expérimenté pour l'interprétation des données.

9.6 Exigences en matière d'exploitation et de maintenance

La plupart des SCEE doivent être conçus pour fonctionner automatiquement, sans surveillance, et avec le minimum de maintenance. Idéalement, une révision annuelle est effectuée pendant les périodes de vent faible précédant la saison la plus venteuse.

Il existe peu de données sur les exigences de maintenance à long terme des SCEE canadiens en dehors de celles obtenues lors des essais sur le terrain des EAV de 50 kW (voir section 7.4). Des SCEE canadiens individuels installés aux États-Unis et outre-mer ont fonctionné de façon satisfaisante, mais il n'existe pas de rapport de maintenance détaillé. Dans les projets expérimentaux et dans certains projets de démonstration, l'entretien du matériel de monitorage est plus exigeant que l'entretien de l'équipement essayé.

Les compétences requises pour mettre en service et entretenir un SCEE de production sont quelque peu différentes, mais en aucune façon plus complexes que celles requises pour un mécanicien automobile. La commercialisation de tout SCEE doit comporter un effort technique et financier essentiel, à savoir la préparation de guides détaillés couvrant l'installation, la mise en service, le diagnostic des anomalies et la maintenance du système.

10.0 RENTABILITÉ DES COÛTS DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

La rentabilité, et non le rendement, ni le degré de sophistication technique, est l'objectif ultime du concepteur/fabricant de SCEE. Un haut rendement ou une configuration et un système de régulation compliqués se justifient seulement si l'accroissement de la production d'énergie excède l'accroissement du coût. Sur une EAH de 10 m de diamètre, on augmente la production d'énergie d'environ 20 % en ajoutant 0,5 m à chaque pale et cela peut revenir considérablement moins cher que d'augmenter le rendement du système de 20 %. Avec un "combustible gratuit", maximiser le rendement perd son attrait traditionnel en faveur de l'amélioration de la rentabilité.

La rentabilité de n'importe quel système de conversion de l'énergie éolienne dépend de quatre facteurs importants :

- le régime de vent sur le site
- la performance du SCEE
- le coût installé du SCEE
- le scénario exploitation/financement prévu

L'importance du régime de vent et de la performance du SCEE a été examinée au chapitre 4. Le présent chapitre étudie l'investissement et les coûts d'exploitation des SCEE ainsi que les techniques permettant d'évaluer la rentabilité des sites potentiels de SCEE.

10.1 Coût des SCEE

Le coût annuel d'une installation comprend deux éléments :

- les frais d'accession à la propriété - qui comprennent l'investissement initial pour le SCEE complet et l'intérêt annuel, ou le taux de rentabilité demandé

- les frais d'exploitation et de maintenance (E&M) - qui comprennent les inspections, les réparations et les produits consommés (comme le mazout) ainsi que tous les frais de main-d'oeuvre incluant le transport du personnel et des pièces de remplacement sur le site.

Ces frais varient considérablement d'une installation à une autre. Ils dépendent non seulement du site et du matériel, mais aussi des perceptions de l'évaluateur ou du propriétaire. Les enthousiastes ont tendance à minimiser les frais d'accession à la propriété ("une fois l'éolienne payée, l'énergie est gratuite") et les frais d'exploitation et de maintenance ("l'exploitation ne coûte pas un sou, je m'en occupe moi-même"). Par contre, les utilisateurs, industriels ou compagnies d'électricité, quantifient

tous les frais, même les frais généraux de l'entreprise. L'analyse présentée ici est tirée de la référence A-30. Elle est suffisamment souple pour permettre de choisir entre ces deux philosophies.

10.1.1 Investissement

L'investissement pour un SCEE est la somme des coûts suivants :

- le SCEE complet, franco à bord
- la livraison sur le site
- les dispositions pour assurer l'accès au site
- les fondations et la structure support
- le montage et l'érection
- la connexion à la charge
- la mise en service et la vérification.

Dans les analyses économiques préliminaires, on représente généralement tous les autres éléments du coût installé par un pourcentage des coûts f.a.b du SCEE. La valeur de ce pourcentage "d'installation" peut varier considérablement suivant le type, le nombre et la taille des SCEE et suivant l'emplacement et la topographie du site. Pour des batteries d'éoliennes de 100 unités sur un terrain accessible relativement plat, les frais d'installation peuvent ne pas dépasser 25 % du coût f.a.b. des SCEE. Pour un seul système installé sur un site isolé et accidenté, à l'aide d'une grue, le coût de l'installation, de la connexion et de la mise en service peut excéder le coût f.a.b. du SCEE.

10.1.2 Coût du SCEE par unité de surface

Un paramètre courant utilisé pour définir le coût installé d'une centrale est le "dollar par kilowatt nominal". Ce paramètre ne convient pas pour les SCEE car, pour un rotor de taille donnée, différents fabricants de SCEE peuvent installer des générateurs possédant des puissances nominales assez différentes (c'est-à-dire avec des puissances spécifiques différentes). Cependant, dans un régime de vent donné, la quantité d'énergie produite dépend beaucoup plus de la taille du rotor que de la puissance nominale du générateur. Ainsi, il est beaucoup plus judicieux d'exprimer le coût installé des SCEE en dollars par unité de surface balayée ($\$/m^2$).

10.1.3 Frais d'exploitation et de maintenance

Les frais annuels d'exploitation et de maintenance d'un SCEE complet comprennent les coûts suivants :

- primes d'assurance, permis, etc.
- location du terrain, équipement utilisé pour la connexion

- inspection périodique et maintenance courante
- produits consommés (par exemple, mazout, graisse, etc.)
- pièces de rechange et main-d'oeuvre pour les réparations

Ces frais sont souvent exprimés sous la forme d'un pourcentage du coût du matériel, ce qui traduit le fait que les frais de maintenance sont généralement minimes en ce qui concerne la préparation du site, les fondations et les systèmes de connexion. Cependant, dans la présente analyse, il est pratique d'exprimer les frais annuels d'exploitation et d'entretien sous la forme d'une fraction du coût installé total en choisissant, bien entendu, des pourcentages plus faibles appropriés pour traduire la plus grande valeur de base.

10.2 Méthodes de calcul économique

10.2.1 Calculs avec un taux d'annuité fixe

Le coût annuel total du SCEE est la somme des frais d'accession à la propriété et des frais d'exploitation et de maintenance. Si ces deux coûts sont exprimés sous forme de fraction de l'investissement initial total pour le SCEE installé et mis en service, on peut écrire

[9] Coût annuel (CA) = (TA + E&M) investissement

où

TA = fraction annuelle fixe de l'investissement total initial (I) requise pour amortir la dette à un taux d'intérêt "i" en "n" années

$$= \frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

et

E&M = les frais d'exploitation et de maintenance annuels nivelés exprimés sous la forme d'une fraction de l'investissement initial pour l'installation complète (I).

On peut calculer le coût de l'énergie en divisant les frais annuels de l'accès à la propriété et de l'exploitation de l'équipement (CA) par la production d'énergie nette annuelle (EA)

[10] $$COE = \frac{(CA)}{(EA)} = \frac{(TA + E\&M)\ (I)}{(EA)}$$

Exprimé dans les unités couramment utiilsées avec les centrales électriques, le coût devient

$$[11] \qquad ¢/kWh = \frac{(TA + E\&M)\ I}{kWh/a} \times 100$$

Trois scénarios sont possibles et les valeurs du facteur de coût annuel (TA + E&M) se calculent ainsi :

Optimiste : i = 8 %, n = 30 a, E&M = 1 %, FCA = 0,0988
Neutre : i = 12 %, n = 20 a, E&M = 2 %, FCA = 0,1539
Pessimiste : i = 16 %, n = 10 a, E&M = 3 %, FCA = 0,2369

On peut utiliser l'inverse du facteur de coût annuel pour calculer approximativement l'investissement total permis pour obtenir un coût donné de l'énergie. Par exemple, pour le scénario NEUTRE, (TA + E&M) = 0,1539 et, partant, le coût installé d'un SCEE permis pour produire de l'énergie évaluée à D $/a est $(D ÷ 0,1539). Si la valeur de l'énergie D était de 1000 $/a, le SCEE devrait être acheté et installé pour 6500 $. De même, si l'on suppose un sécnario OPTIMISTE ou PESSIMISTE, le coût installé permis serait respectivement de 10 100 $ ou 4 200 $.

10.2.2 Analyse des valeurs actualisées

L'analyse des valeurs actualisées est une méthode plus rigoureuse d'évaluation, en fonction du temps, des coûts et bénéfices cumulatifs en termes de la valeur actuelle de l'argent et d'un taux d'escompte prescrit. De telles analyses ont été effectuées pour un certain nombre de SCEE par Barclay et Oliver d'EMR (F-7).

La méthode du coût de l'énergie ou du taux d'anuité fixe est une technique simple d'évaluation du coût de l'électricité produite par un SCEE donné. Le propriétaire éventuel peut alors déterminer rapidement la viabilité économique probable d'une telle installation et il peut se faire une idée de l'importance relative des principaux paramètres qui influeront sur la performance de cette installation. De fait, cette méthode simple d'évaluation pourrait fort bien mettre en évidence la nécessité d'analyses économiques et de performance plus complexes.

10.3 Rentabilité des SCEE

À partir des puissances spécifiques approximativement optimales correspondant à diverses vitesses moyennes du vent (voir chapitre 4) et des relations économiques établies ci-dessus, on peut tracer un graphique du coût de l'énergie éolienne en fonction de la vitesse moyenne du vent pour divers coûts unitaires de SCEE, comme le montre la figure 29.

La figure 29 donne aussi trois échelles indiquant les coûts de l'énergie en ¢/kWh correspondant au coût installé par quantité d'énergie produite annuellement par système pour les trois scénarios économiques choisis quelque peu arbitrairement à la section 10.2.1.

Dans leurs brochures, les fabricants de SCEE indiquent généralement les valeurs de la puissance nominale, du diamètre du rotor et du coût f.a.b. On peut alors déterminer le coût du SCEE installé en multipliant le coût f.a.b. par un facteur approprié afin de tenir compte des frais de transport, d'installation, de connexion et de mise en service, et en divisant ensuite par la surface balayée calculée à partir du diamètre de la pale ou de toute autre donnée géométrique du rotor. On doit vérifier si la puissance spécifique convient pour le site envisagé en divisant la puissance nominale maximale par la surface balayée et en comparant le quotient aux valeurs suggérées à la section 4.3.2. Si la puissance spécifique semble appropriée (et si l'aérogénérateur considéré est bien conçu) le coût de l'énergie fourni par l'installation proposée est donné par la valeur correspondant au scénario économique choisi au point d'intersection de la courbe du coût unitaire installé et de la courbe de la vitesse moyenne du vent annuelle sur le site envisagé.

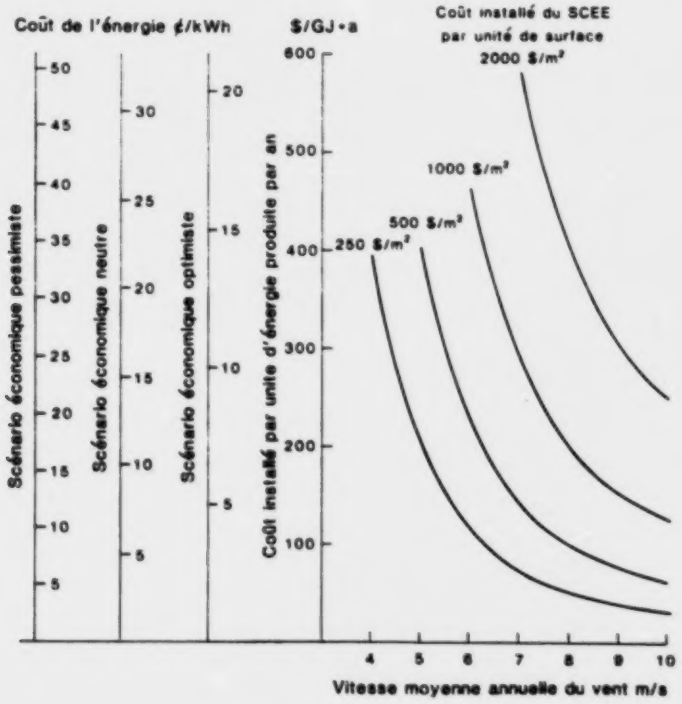


Figure 29. Coût de l'énergie fournie par les SCEE.

Exemple

Soit un aérogénérateur de marque X d'une puissance nominale de 15 kW, équipé d'un rotor de 25 pieds de diamètre, qui coûte 20 000 $ f.a.b. La vitesse moyenne annuelle du vent sur le site envisagé est d'environ 6 m/s.

(i) Évaluer le coût du système installé/mis en service en considérant qu'il est égal à 1,75 × coût à la sortie de l'usine, soit 38 500 $.

(ii) Calculer la surface balayée

$$A = \frac{\pi}{4} \left(\frac{25}{3,28}\right)^2 = 45,6 \text{ m}^2$$

(iii) Calculer le coût intallé par unité de surface

$$\text{Coût par unité de surface} = \frac{38500}{45,6} = 844 \text{ \$/m}^2$$

(iv) Vérifier la puissance spécifique

$$\text{Puissance spécifique} = \frac{15000}{45,6}$$

$$= 328 \text{ W/m}^2 \text{ (ce qui est satisfaisant pour 6 m/s)}$$

D'après la figure 29

Coût installé par unité d'énergie produite par an = 390 $/GJ•a
Coût de l'énergie : scénario optimiste = 13,5 ¢/kWh
scénario neutre = 22 ¢/kWh
scénario pessimiste = 33 ¢/kWh

Les frais d'exploitation et de maintenance annuels permissibles pour les trois scénarios économiques, optimiste, neutre et pessimiste, sont respectivement de 385 $, 770 $ et 1155 $.

Les considérations précédentes peuvent être rassemblées dans un graphique multiparamètre unique et dans un nomogramme comme le montre la figure 30. Le graphe de droite résume la performance d'un SCEE bien conçu courant et indique le facteur d'installation fréquemment cité. Ce facteur d'installation définit la fraction de puissance nominale qui est produite en moyenne par le SCEE considéré dans le régime de vent envisagé. Les quatre échelles

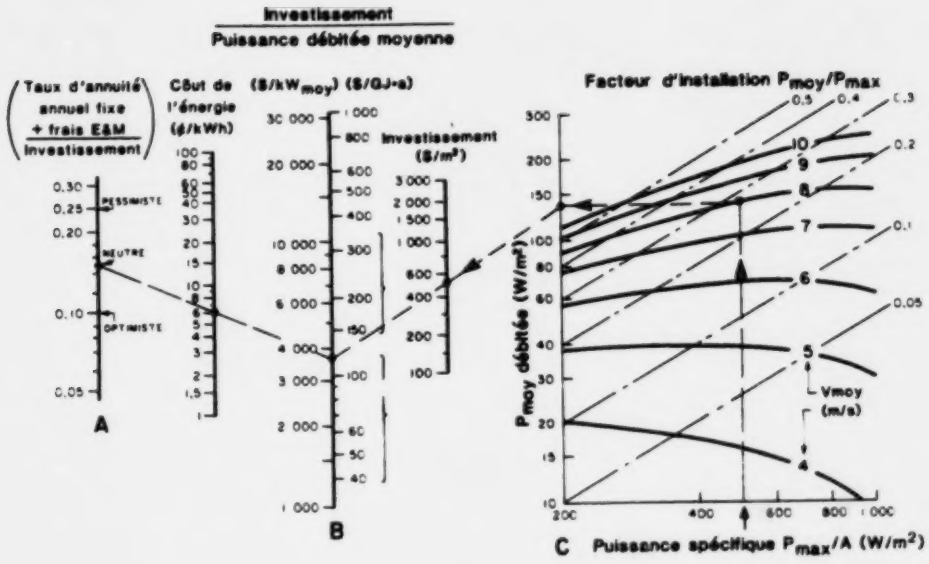


Figure 30. Graphiques de performance et de rentabilité des SCEE.

du nomogramme à gauche décrivent les facteurs économiques, avec des échelles continues variables pour le facteur de coût annuel et l'investissement par unité de surface balayée. On utilise ces échelles en traçant des lignes droites entre les échelles A et B, et entre l'échelle B et l'axe des ordonnées du graphique de performance (noté C).

Voici un exemple d'utilisation du diagramme de performance et de rentabilité d'un aérogénérateur (figure 30). D'après les données du fabricant, les valeurs estimées des frais d'installation, les données sur les vents et la perception des conditions économiques, les données d'entrée suivantes sont établies ainsi :

$$P_{max}/A = 500 \text{ W/m}^2$$
$$V_{moy} = 8 \text{ m/s}$$
$$\text{Coût installé} = 500 \text{ \$/m}^2$$
$$\text{Scénario économique} = \text{Neutre}$$

Sur le graphique de performance, on repère le point correspondant à une puissance spécifique de 500 W/m^2. En remontant jusqu'à la courbe de vitesse du vent correspondant à 8 m/s, on trouve un facteur d'installation de 0,28 et une puissance débitée moyenne par unité de surface de 140 W/m^2. On peut aussi noter qu'à 500 W/m^2, la puissance spécifique de l'éolienne considérée est légèrement en dessous de la valeur optimale, car si l'on

augmente la puissance spécifique à 800 W/m^2 (par exemple en achetant le "modèle facultatif d'accroissement de la puissance pour des zones très venteuses") la puissance débitée moyenne par unité de surface passe de 140 à 150 W/m^2, même si le facteur d'installation est tombé à 19 % (de 28 %).

Traçons une ligne droite passant par le point 140 W/m^2 sur l'échelle de performance C et par le point correspondant à un coût installé de 500 $\$/m^2$ sur l'échelle du nomogramme. On obtient un investissement par puissance débitée moyenne de 3700 $\$/kW_{moy}$ ou 120 $\$/GJ \cdot a$ sur l'échelle B. En supposant un scénario économique neutre avec un facteur de coût annuel correspondant de 15 %, on obtient le coût de l'énergie (6 ¢/kWh) en joignant les points appropriés sur les échelles A et B.

Les figures 29 et 30 permettent les observations générales suivantes quant à la rentabilité des SCEE :

- La forte dépendance de la puissance débitée vis-à-vis de la vitesse moyenne anuelle du vent s'observe sur le graphique de performance de la figure 30, malgré l'emploi d'une échelle logarithmique en ordonnée qui a pour effet de rapprocher les courbes correspondant aux vitesses plus élevées. Cette sensibilité justifie le soin à prendre dans le choix d'un site et la prise en considération de la hauteur de la tour. Il appert que le choix approprié d'une puissance spécifique pour un régime de vent donné est plus important lorsque les sites sont mauvais ou très bons. Ce choix est moins critique pour des régimes de vent modérés avec des vitesses moyennes annuelles de 5 à 6 m/s.

- Quelle que soit la puissance débitée moyenne, on observe que le facteur d'installation dépend fortement de la puissance spécifique. Des puissances spécifiques élevées ont tendance à se traduire par des périodes de production de puissance élevée relativement courtes, alors que des puissances spécifiques faibles peuvent fournir la même puissance moyenne (et, partant, la même énergie), mais pendant des périodes plus longues de production d'une puissance un peu plus faible. Ce "spectre de puissance débitée" revêt une importance considérable si la puissance nominale de l'aérogénérateur représente une fraction substantielle de la capacité totale ou si l'application comporte un stockage d'énergie.

- La relation linéaire entre l'investissement total pour le SCEE installé et la rentabilité du système est évidente à la figure 29. En d'autres termes, si on réduit de moitié le coût installé, la vitesse moyenne annuelle du vent requise pour atteindre un niveau donné de rentabilité est réduite de 1 à 2 m/s. Il est intéressant de noter qu'en conséquence, une incertitude de 1 à 2 m/s dans la vitesse moyenne du vent sur le site se traduit par le même doute sur la rentabilité économique que le fait de faire une erreur du simple au double sur l'investissement.

. L'effet du scénario économique présumé est mis en évidence par la pente de la droite joignant les nomogrammes A et B sur la figure 30. Bien que souvent difficile à quantifier, la longévité, le taux d'intérêt et les frais d'exploitation et de maintenance doivent être choisis avec soin et être réalistes si l'on veut que les coûts estimés aient un sens.

11.0 TECHNOLOGIE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LES AUTRES PAYS

Tous les pays industrialisés ont des programmes de recherche et développement permanents sur la technologie de l'énergie éolienne. Un grand nombre participent à l'un ou l'autre des Accords de mise en oeuvre de l'Agence internationale de l'énergie, ou aux deux, à savoir

- R&D SCEE Recherche et développement sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne

- SCEE GP Systèmes de conversion de l'énergie éolienne de grande puissance

Le Conseil national de recherches du Canada représente le Canada dans ces deux programmes coopératifs qui constituent notre principale ouverture sur les activités menées à l'étranger. Les autres pays participants importants sont les États-Unis, le Royaume-Uni, la Suède, l'Allemagne, le Danemark et les Pays-Bas. Récemment, la Communauté économique européenne a alloué des fonds substantiels pour des projets à frais partagés sur l'énergie éolienne dans les pays membres.

11.1 Danemark

Au Danemark, la technologie des éoliennes de faible puissance est bien engagée dans l'étape de la commercialisation. La plupart des éoliennes produites par la demi-douzaine de fabricants importants sont actuellement des EAH de 50 à 80 kW, bien que plusieurs modèles de 100 à 300 kW aient atteint l'étape de la préproduction. Il existe environ 1000 SCEE individuels de 10 à 50 kW installés et connectés au réseau électrique danois qui permettent aux propriétaires de réduire leur facture d'électricité et de vendre le surplus de puissance aux compagnies d'électricité. Le Danemark possède la meilleure infrastructure pour les fabricants d'éoliennes (tous appartiennent à une association officielle; il y a un fournisseur de pales pour la plupart des éoliennes commerciales, etc.) ainsi que pour les utilisateurs (il existe des associations de propriétaires qui font part de leur expérience aux fournisseurs, etc.).

Les normes danoises relatives aux SCEE sont bien établies et tous les nouveaux modèles sont essayés et homologués au Centre national d'essais des SCEE (RISØ), ce qui permet aux propriétaires d'obtenir une hypothèque et une assurance, ainsi que des subsides du gouvernement.

Le programme danois de mise au point de systèmes de conversion de l'énergie éolienne producteurs d'électricité de grande puissance (SCEE GP) a débuté en 1977. Son principal objectif est d'étudier dans quelles

circonstances et jusqu'à quel point l'énergie éolienne peut fournir une contribution viable au système danois d'approvisionnement en électricité. Le programme est financé conjointement par le gouvernement et les compagnies d'électricité, et les travaux sont effectués par le personnel des compagnies d'électricité, les institutions publiques et l'industrie danoise. DEFU joue le rôle d'agent de coordonation.

Les ressources éoliennes danoises sont très bien décrites dans le rapport *"Atlas éolien du Danemark"* (F-11). Les possibilités d'implantation des SCEE de grande puissance sur le territoire danois ont fait l'objet d'une étude générale des sites d'implantation. Une étude détaillée de l'intégration au réseau a été achevée en 1983. D'après cette étude, il pourrait y avoir des problèmes à long terme avec le "surplus d'énergie" produit par les éoliennes et peut-être aussi des problèmes d'harmonisation avec la charge lors de variations brusques de la vitesse du vent lorsque les éoliennes fourniraient une fraction importante de l'électricité du réseau.

À l'heure actuelle, la plupart des efforts sont consacrés à la mise au point de la technologie. Deux aspects dominent. Le premier objectif est de résoudre les divers problèmes de fatigue qui se posent avec les éoliennes, le second est de réduire les coûts spécifiques de l'installation à un niveau tel que l'énergie éolienne devienne plus rentable et, partant, qu'elle puisse éventuellement concurrencer l'électricité produite dans les centrales classiques.

Pour résoudre ces problèmes, deux EAH tripales de 40 m de diamètre et de 630 kW ont été érigées à Nibe dans le Jutland. Jusqu'à ce jour, le système A a fonctionné pendant environ 5700 h et le système B pendant environ 10 100 h. Les données de ces essais sont utilisées dans l'étude de conception d'un système commercial de 60 m de diamètre et de 2.0 MW destiné à la compagnie d'électricité du Jutland, qui sera érigé à Esbjerg et qui sera partiellement financé par la CEE.

ELKRAFT Power Company Ltd., la compagnie d'électricité régionale de Zealand, a entrepris un projet de démonstration avec cinq éoliennes tripales de 40 m de diamètre et de 750 kW fabriquées par Danish Wind Technology Ltd. Cette ferme éolienne sera implantée sur le site de Masnedo à Vordingborg sur la côte sud de l'île de Zealand.

Plusieurs autres SCEE de puissance intermédiaire sont installés par des compagnies d'électricité danoises régionales. En outre, le gouvernement danois finance des recherches intensives sur les systèmes vent-diesel à RISØ, principalement pour l'exportation.

11.2 Allemagne

Le programme allemand de l'énergie éolienne est consacré à la mise au point d'EAH de grande puissance couplées au réseau. Le prototype GROWIAN bipale de 100 m de diamètre et de 3,0 MW, installé près de Kaiser-Wilhelm-Koog, est physiquement la plus grosse éolienne du monde occidental. De graves problèmes structuraux découverts au début des opérations ont limité les essais. Néanmoins, les chercheurs ont acquis une expérience utile qui servira pour la mise au point de l'éolienne WEK de 60 m de diamètre et de 1,2 MW qui sera installée sur l'Île de Helgoland et qui fera partie d'une centrale vent-diesel d'une puissance totale de 3,6 MW. MONOPTEROS, installée près de Bramerhaven, est une version de 370 kW d'une EAH monopale de 145 m de "diamètre" et de 5 MW qui n'a pas encore reçu un permis de construction officiel. Entre temps, la compagnie d'électricité locale de Wilhelmshaven a entrepris de financer un groupe de trois versions de 1 MW de la MONOPTEROS, construite par MBB.

Des études du potentiel réel des SCEE GP prévoient que jusqu'à 12 % de la consommation d'électricité allemande (300 TWh/a en 1980) pourraient être fournis économiquement par les éoliennes d'ici l'an 2000. Même si la vitesse et l'intensité de l'exploitation actuelle correspondent seulement à un sixième de cette prévision, on peut prévoir un marché de plus de 300 SCEE d'une puissance nominale de 1 à 3 MW et de plusieurs milliers de systèmes plus petits. M.A.N.-Neue Technologie a déjà exporté 350 EAH AEROMAN de 40 et 100 kW vers la Californie. L'Allemagne a aussi des projets coopératifs sur l'énergie éolienne avec l'Espagne, dont un projet de recherche sur un SCEE à "cheminée solaire", comprenant une chape solaire de 250 m de diamètre au-dessous de laquelle de l'air chauffé s'élève vers une haute cheminée de 200 m abritant un SCEE de 10 m de diamètre. Ce prototype de 75 kW, installé à Manzamares, fournit les données paramétriques nécessaires pour corroborer les valeurs nominales estimées pour des systèmes géants de 10 à 100 MW. L'Allemagne et l'Espagne ont aussi proposé la mise au point conjointe d'un "SCEE 60 de classe A de l'ordre du mégawatt", avec un financement partiel de la CEE.

11.3 Italie

La R et D sur l'énergie éolienne a débuté au début des années 1980, sous la direction de la compagnie d'électricité Ente Nazionale per L'Energia Elettrica (ENEL), entreprise d'état italienne. Bien que les vitesses du vent soient modérées sur la majeure partie de l'Italie continentale, la Sardaigne ainsi que d'autres îles et régions côtières offrent des possibilités d'applications rentables de l'énergie éolienne.

Les premiers travaux ont été consacrés aux petites EAH d'une puissance nominale allant jusqu'à 70 kW. FIAT et Aeritalia ont mis au point des prototypes de 13 m de diamètre qui ont été évalués au centre national d'essais de SCEE de Santa Caterina. Des recherches techniques, des expériences en soufflerie et des essais sur le terrain à petite échelle ont été menés par plusieurs universités (Torino), par des industries privées (Ansaldo, Aeritalia, SES, AGIP) et par des institutions publiques (CNR, CNEN, ENEL). Les chercheurs ont étudié les EAH et les EAV utilisables pour la production d'électricité, le pompage et le chauffage. En particulier, Agip Nucleare a mené des expériences avec un modèle de 8 kW d'un système EAV-diesel de 100 kW.

Une batterie d'éoliennes comprenant 10 machines FIAT de 50 kW a été construite en 1984 à Alta Nurra, en Sardaigne, et une autre batterie de 10 unités qui serait installée au sud de la Sicile est à l'étude. En outre, un prototype d'EAH bipale de 32 m de diamètre et de 225 kW sera mis en service à Alta Nurra à l'été de 1986.

Aeritalia et FIAT Aviazone ont terminé une étude de faisabilité et la conception préliminaire d'une EAH de 70 m de diamètre et de 2,0 MW, pour le compte de ENEA/ENEL. Les négociations pour le choix du site d'implantation et le financement d'un prototype sont en cours.

11.4 Japon

Le Japon dépend fortement du pétrole étranger pour l'approvisionnement en énergie de son industrie. Le projet Sunshine a débuté en 1974, avec pour objectif d'explorer les principes fondamentaux et de mettre au point la technologie des sources d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne. Le programme a défini un délai réaliste pour la commercialisation de la nouvelle technologie. À partir de 1981, 15 années ont été prévues pour la mise au point de systèmes éoliens pratiques de moyenne et grande puissance. Le programme est géré par le ministère du Commerce International et de la Technologie.

Le potentiel en énergie éolienne a été évalué à 17 TWh/a. Il pourrait remplacer entre 5 % et 10 % de l'énergie électrique produite dans les centrales alimentées au pétrole japonaises.

Plusieurs entreprises japonaises ont construit un grand nombre de petits SCEE expérimentaux susceptibles d'être utilisés pour la production d'électricité, la production d'air comprimé, le pompage et le chauffage.

Ces SCEE ont été essayés à divers endroits au nord, à l'ouest et au sud du Japon. Mitsubishi a installé et essayé une EAH tripale de 18 m de diamètre

et de 40 kW pour le compte de Kyushu Electric à Nagasaki. À la suite d'une défaillance due à la fatigue du moyeu rigide, il a fallu revoir le principe de l'éolienne à tour flexible et à rotor flexible, principe qui fut intégré par la suite dans le système de 33 m de diamètre et de 300 kW de Mitsubishi.

Une EAH bipale expérimentale de 29,4 m de diamètre et de 100 kW a été construite sur l'Île de Miyakejima, à environ 180 km au sud de Tokyo. Ce système comprend une liaison ca-cc-ca permettant d'obtenir une puissance compatible avec celle du réseau.

11.5 Pays-Bas

La première phase du programme néerlandais de R et D sur l'énergie éolienne (NOW) a duré de 1981 à 1984 et a coûté 58,6 millions de florins dont 12,6 ont été fournis par les industries et les compagnies d'électricité hollandaises. Au cours de l'année 1985, des études et des évaluations ont conduit à un programme complémentaire pour 1986-1990. Le financement est assuré principalement par le ministère des Affaires économiques, avec la participation des compagnies d'électricité, de la CEE et d'autres ministères hollandais. Le gouvernement hollandais a fixé son objectif officiel en ce qui concerne la contribution de l'énergie éolienne à l'approvisionnement énergétique national en l'an 2000. Dans sa réponse officielle à l'enquête publique sur la politique énergétique, le gouvernement indique que 1000 MW de puissance éolienne installée est un objectif réalisable, l'énergie éolienne étant considérée comme la plus importante des énergies renouvelables disponibles. La majeure partie de ces 1000 MW sera fournie par des systèmes à grande échelle.

À l'heure actuelle, environ cinq fabricants hollandais fournissent des SCEE de petite et moyenne puissance fabriqués en série pour les marchés nationaux et internationaux. Polenko, Holec et FDO ont vendu un nombre important d'éoliennes aux entrepreneurs californiens de fermes éoliennes.

La mise au point de SCEE de grande puissance est basée sur des recherches fondamentales et sur l'expérience d'exploitation d'éoliennes expérimentales HAT bipales de 25 m et de 300 kW acquises par la Fondation néerlandaise de recherche sur l'énergie (ECN) au centre national d'essais des SCEE à Petten. Plus de 12 500 h de fonctionnement ont été enregistrées. Stork-FDO Wind Energy Systems a produit et installé trois systèmes commerciaux NEWECS 25 basés sur l'éolienne HAT. Stork-FDO a récemment terminé la mise au point d'un prototype NEWECS 45 de plus grande puissance possédant un diamètre de 45 m, un rotor bipale et un système électrique ca-cc-ca, d'une puissance nominale de 1,0 MW. La machine est installée près de Medemblik au nord de la Hollande. Elle est possédée et exploitée par la

compagnie d'électricité provinciale PEN. La compagnie planifie de mettre au point un modèle plus gros et plus perfectionné, le GROHAT bipale de 80 m de diamètre et de 3 MW. Les chercheurs étudient certaines innovations structurales et aérodynamiques sur l'éolienne HAT de 25 m avant de finaliser la conception du prototype de 80 m.

Une ferme éolienne expérimentale comprenant 18 machines Holec de 300 kW est en cours d'installation près du village de Sexbierum, au nord des Pays-Bas. Le coût total d'environ 60 millions de florins est partagé entre les compagnies d'électricité associées (SEP) et le ministère des Affaires économiques, sur la base 50 % - 50 %.

11.6 Suède

Une évaluation du programme suédois de l'énergie éolienne a été publiée au début de 1985 (F-10). Le programme a débuté en 1975 et a coûté environ 270 millions de couronnes au Trésor public jusqu'à la fin de 1984. Les principales activités avaient pour objectif la conception et la construction de deux prototypes de grande puissance à Maglarp et Näsudden. Les ressources éoliennes nationales ont été évaluées et les possibilités d'implantation des centrales éoliennes ont été étudiées en fonction des conditions de vent et des incidences environnementales. Des universités, des entreprises industrielles et d'autres instituts de recherche ont participé à un programme de recherche fondamentale.

Le programme de recherche fondamentale est coordonné et mené dans une grande mesure par l'Institut suédois de recherches aéronautiques, FFA. Les activités comprennent la mise au point de méthodes analytiques, des essais en soufflerie, l'analyse des essais de structure et de matériaux ainsi que des problèmes de sécurité et d'environnement.

L'étude du vent menée par l'Institut suédois de météorologie et d'hydrologie a montré que les deux meilleures classes de vent se trouvent sur environ 4000 km^2 le long de la côte occidentale, dans la province de Skane, et sur les îles d'Ocland et de Gotland dans la mer Baltique. Si l'on ne tient pas compte des régions fortement peuplées, des zones de villégiature, des domaines militaires, etc., ces régions pourraient théoriquement fournir environ 30 TWh/a d'énergie éolienne. Compte tenu d'autres formes privilégées d'utilisation du terrain, l'étude conclut qu'une production annuelle d'énergie d'environ 10 TWh est possible dans les deux meilleures régions, avec des conflits d'intérêt mineurs.

Le prototype d'EAH de grande puissance de Maglarp a été conçu par la compagnie Hamilton-Standard aux États-Unis et elle a été construite en Suède, à l'exception des pales en fibre de verre à filament enroulé. L'éolienne

bipale de 78 m de diamètre et de 3,0 MW est exploitée par la compagnie d'électricité Sydkraft depuis septembre 1983. Elle a produit 10 GWh en 6400 heures de fonctionnement. La disponibilité récente est supérieure à 70 %, la plupart des interruptions non prévues étant dues à des défaillances du capteur.

Le deuxième prototype de l'ordre du mégawatt, installé près de Nassudden au sud de l'Île de Gotland, a été conçu et construit par la compagnie KaMeWa en Suède, avec des pales en fibre de verre fabriquées par la compagnie allemande ERNO. L'EAH bipale de 75 m de diamètre et de 2,0 MW est exploitée par la commission d'électricité nationale depuis 1983. Après une défaillance initiale de la boîte de transmission, l'éolienne a accumulé 4000 h de fonctionnement et débité 4,4 GWh. La disponibilité actuelle est d'environ 60 %.

L'expérience avec les deux prototypes (possédés par l'Administration nationale de l'énergie) a permis de conclure que la construction et l'exploitation de grosses éoliennes étaient tout à fait envisageables. En général, les centrales se sont révélées bien conçues en ce qui a trait aux charges réelles et à l'environnement technique. La sécurité et les aspects environnementaux ont fait l'objet de soins particuliers. Les risques d'accident se sont révélés faibles, mais les centrales ont un effet important sur le paysage. Le rotor des aéroturbines produit un bruit mécanique qui, dans certaines conditions, s'entend à 500-1000 m de distance des centrales. Le bruit sourd de l'éolienne de Maglarp, sous le vent, peut parfois être perçu à 2 km de la centrale. Le brouillage de la télévision au voisinage de la turbine de Maglarp pourrait être éliminé par l'installation d'un petit émetteur asservi. La loi sur l'énergie adoptée par le parlement en juin 1985 prévoit des efforts supplémentaires pour le développement de l'énergie éolienne en Suède. Voici les projets :

- Un programme national permanent de recherche fondamentale et de développement, au coût de 67 millions de couronnes pour la période 1984-1987.

- Une étude d'implantation qui devrait être terminée en 1987 et dont l'objectif est de proposer des sites pour une production totale de 10 TWh/a sur terre et d'environ 20 TWh/a en mer. La première phase, dont le rapport doit être publié à la fin de 1986, sera consacrée à des sites permettant une production totale de 5 TWh/a, de préférence sur terre.

- Un programme de développement pour la période 1985-1987, au coût provisoire de 42 millions de couronnes, dont la moitié payée par les compagnies d'électricité et l'autre par le gouvernement (somme incluse dans les 67 millions de couronnes susmentionnés). Le programme comprend :

- L'installation d'une éolienne de puissance moyenne (~1 MW)
- Une étude théorique d'une éolienne de grande puissance
- L'exploitation permanente, l'évaluation et la modification des prototypes de Maglarp et Näsudden.

Afin de mener à bien le programme de développement, une nouvelle entreprise a été formée par les compagnies d'électricité. Les propriétaires sont la Commission nationale de l'électricité (50 %), la compagnie d'électricité Sydkraft (25 %) et l'Association de l'électricité suédoise (25 %).

11.7 Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, l'énergie éolienne est considérée comme la plus prometteuse de toutes les énergies renouvelables de remplacement. Le ministère de l'Énergie et la Central Electricity Generating Board (la compagnie d'électricité nationale) financent des projets de développement et de démonstration de SCEE de grande puissance. Des études ont montré que jusqu'à 10 % de l'électricité distribuée en Angleterre pourraient être fournis par des aérogénérateurs d'une puissance de plusieurs mégawatts installés principalement au large, dans les eaux peu profondes qui entourent l'Île.

Des projets importants ont été entrepris par la North of Scotland Hydro Electricity Board (NOSHEB) dans les Îles d'Orkney où les vitesses moyennes du vent au sommet des collines sont d'environ 10 m/s. Le Wind Energy Group (WEG - un consortium formé par Taylor Woodrow et British Aerospace) a installé une EAH bipale de 20 m de diamètre et de 250 kW à Burgar Hill, sur l'île d'Orkney. Cette machine est une maquette à l'échelle 1/3 d'une EAH de 60 m et de 3,0 MW en cours de construction dont l'installation est prévue sur le même site en 1986. Le WEG, avec une aide de la CEE, a mis au point une variante commerciale de l'éolienne de 20 m de l'Île d'Orkney. Le premier de ces systèmes bipales de 25 m de diamètre et de 200/250 kW a été installé à Ilfracombe et connecté au réseau de distribution de la South West Area Electricity Board en 1984.

En coopération avec la NOSHEB, James Howden & Co. Ltd. de Glascow a installé une EAH tripale de 22 m de diamètre et de 300 kW à proximité de la maquette du WEG à Burgar Hill, sur l'île d'Orkney. Chacun des deux prototypes a maintenant fonctionné pendant plus de 6000 h, avec des problèmes initiaux importants, mais leur fiabilité est maintenant devenue acceptable. La version commerciale de la machine initiale d'Howden est une éolienne tripale de 26 m de diamètre et de 330 kW qui a été exportée à la Barbade, en Californie et ailleurs. Une éolienne Howden tripale plus petite, de 15 m de diamètre et de 60 kW destinée aux collectivités isolées (par exemple Fort Severn, Canada) et aux fermes éoliennes de Californie est actuellement commercialisée. Un prototype tripale plus puissant de 45 m de diamètre et

de 750 kW est en cours de construction et sera installé dans les Îles Shetland en 1986, avec une aide financière de la CEE. Plusieurs de ces éoliennes seront aussi installées dans les fermes éoliennes d'Howden en Californie.

Le ministère de l'Énergie du Royaume-Uni et la CEGB subventionnent aussi la mise au point d'une EAV à géométrie variable basée sur le principe de la queue d'aronde du professeur Musgrove de l'Université Reading. L'entreprise VAWT LTD (un consortium formé par les entreprises Sir Robert McAlpine, Hawker Siddeley et NE Cranes Ltd.) a décroché un contrat pour ériger un prototype de 25 m de diamètre et de 200 kW à Carmarthan Bay. Pour compléter ce projet, une étude de conception préliminaire d'une EAVGV de plusieurs mégawatts a été entreprise.

Le ministère de l'Énergie finance aussi des travaux de recherche générale sur l'énergie éolienne comprenant des études sur les matériaux et la fatigue, la dynamique structurale et l'aéroplasticité, l'aérodynamique et la performance, ainsi que des études sur les coûts, les aspects économiques et le potentiel au large des côtes. Le laboratoire national d'essais des aérogénérateurs du Royaume-Uni a été installé au National Engineering Laboratories à East Kilbride près de Glasgow. D'autres travaux techniques importants se déroulent dans les laboratoires de certaines universités (par exemple, Reading, Oxford Rutherford Appleton Laboratories), où des travaux de recherche considérable sur les systèmes vent-diesel-stockage sont en cours.

En plus de permettre la démonstration de SCEE de grande et moyenne puissance, la CEGB assume la direction de plusieurs activités du programme de R et D sur les SCEE de l'AEI relatives à l'interaction éolienne/réseau, aux études des ressources et du potentiel de l'énergie éolienne, aux effets environnementaux et à la technologie des SCEE installés au large.

11.8 États-Unis

Le programme fédéral sur l'énergie éolienne aux États-Unis a été introduit par l'Energy Research and Development Agency (ERDA) en 1973. Aujourd'hui, il est dirigé et financé par le ministère de l'Énergie (USDOE). Il a été surtout consacré aux EAH de grande puissance, mais, ces cinq dernières années, une partie importante des travaux ont porté sur les EAV. Les travaux visaient surtout à accroître la compréhension du comportement aérodynamique et dynamico-structural fondamental et à produire des outils de conception efficaces.

Le ministère de l'Énergie a financé la mise au point d'une série de grosses EAH. Après l'érection d'une MOD-0 expérimentale de 100 kW à Plum Brook en

1975, quatre versions de 200 kW (MOD-0A) ont été connectées aux réseaux des compagnies d'électricité locales et évaluées. L'éolienne MOD-1 de 2 MW installée à Boone (Caroline du Nord) en 1979 a été la première EAH moderne d'une puissance de l'ordre du mégawatt et elle a fourni beaucoup de données utiles pour les travaux de conception futurs. Après avoir rempli leur rôle, à savoir permettre l'acquisition d'une expérience en conception, construction et exploitation, les éoliennes MOD0A et MOD-1 ont été arrêtées et démantelées. Les expériences se poursuivent avec l'éolienne MOD-0 qui sert actuellement à la détermination des caractéristiques de réponse d'un rotor monopale.

Cinq éoliennes MOD-2 de 2,5 MW de deuxième génération ont été construites par la société Boeing et sont actuellement exploitées par deux compagnies d'électricité et un organisme fédéral. Un groupe de trois de ces éoliennes installées à Goodnoe Hills, Washington, a fonctionné pendant plus de 10 000 heures-machine, débité plus de 13 GWh et fournit les premières données à l'échelle réelle sur les interactions entre ces grosses éoliennes. La compagnie Hamilton-Standard a construit deux grosses EAH, une de 4 MW à Medicine Bow, Wyoming (sur le même site que l'une des deux MOD-2) et une de 3 MW à Maglarp, en Suède.

La Société Boeing met au point actuellement la troisième génération, les MOD-5B, d'une puissance nominale de 3,2 MW. L'érection est prévue à Hawaii à la fin de la présente année.

Les recherches se sont tournées vers les éoliennes plus puissantes (la MOD-5B avait à l'origine une puissance de 7,2 MW) car la rentabilité des grosses éoliennes est théoriquement meilleure. Cependant, la mise au point des SCEE d'une puissance de l'ordre du mégawatt s'est révélée plus lente et plus coûteuse que prévu. Les principaux problèmes qui ont surgi ne sont pas liés au principe même, mais à la construction précise de très grosses machines pour lesquelles les inévitables réparations sont longues et coûteuses.

Parallèlement aux démonstrations d'EAH de grande puissance, le ministère de l'Énergie subventionne des travaux de R et D substantiels sur la technologie des EAV. La majeure partie de ce travail est dirigée et menée par les Sandia National Laboratories (SNL) à Alberquerque (au Nouveau-Mexique). Bien entendu, les chercheurs des SNL sont en relation étroite avec ceux du CNRC. Plusieurs centaines d'EAV de puissance intermédiaire construites par la société Flowind Corp. sont maintenant exploitées en Californie. À la fin de 1986, les SNL mettront en service une éolienne d'essai de 32 m qui servira à l'étude d'aspects aérodynamiques et dynamico-structuraux plus complexes des EAV de l'ordre du mégawatt. Cette grosse éolienne expérimentale permettra d'améliorer les nombreux résultats analytiques et expérimentaux obtenus à partir des EAV de recherche de 5 et 17 m des SNL.

Les fermes éoliennes aux États-Unis ont connu un développement phénoménal pendant la période 1981-1985, en particulier en Californie (voir section 11.8.1). Des fermes éoliennes commerciales couplées au réseau sont aussi en exploitation au Vermont, au Massachusetts et à Hawaii. Une combinaison des ramifications financières et stratégiques de l'augmentation du prix du pétrole et de la vulnérabilité de l'approvisionnement d'une part et des réductions de taxe fédérale et d'état d'autre part a grandement contribué à accélérer l'évolution normale et le déploiement de la nouvelle technologie éolienne. C'est le cas particulièrement de la Californie dont la situation est décrite à l'alinéa suivant.

Pour être viable à long terme, l'électricité d'origine éolienne devra présenter une parité avec l'électricité produite à partir d'autres sources. Afin de faciliter l'établissement de la base technologique nécessaire pour assurer la viabilité de la technologie éolienne, des objectifs techniques à long terme (1990) ont été établis dans le cadre du programme américain. Ces objectifs sont résumés à la figure 31. Ils sont basés sur des études exhaustives de la valeur économique ou des avantages de l'électricité d'origine éolienne pour des compagnies d'électricité particulières. D'après ces études, des coûts de l'électricité de l'ordre de 3 ¢ à 4 ¢/kWh (en dollars 1984 constants) garantiraient la viabilité de la technologie éolienne. Par conséquent, 4 ¢/kWh a été considéré comme un objectif approprié pour les éoliennes installées au milieu des années 1990, mais un coût maximal de 3 ¢/kWh sera probablement nécessaire à plus long terme. Les calculs qui ont permis d'établir ce prix cible et les objectifs techniques sont expliqués en détail à l'annexe II de la référence F-12.

11.8.1 La ruée vers le vent en Californie

La vitesse et l'étendue du déploiement de SCEE en Californie au début des années 1980 constituent un phénomène unique attribuable aux circonstances suivantes :

- PURPA : Public Utility Regulatory Policies Act. Loi fédérale américaine aux termes de laquelle les compagnies d'électricité doivent acheter l'électricité produite par d'autres sources d'énergie au "coût évité".

- CRÉDITS DE TAXE FÉDÉRALE : les personnes qui investissent dans les fermes éoliennes peuvent réclamer un crédit de taxe d'investissement de 10 %, plus un crédit d'investissement dans l'énergie de 11 % pour la valeur totale de l'installation.

- CRÉDITS DE TAXE D'ÉTAT : crédit de taxe d'investissement supplémentaire de 25 % en Californie (des crédits similaires ou plus faibles sont permis dans de nombreux autres états).

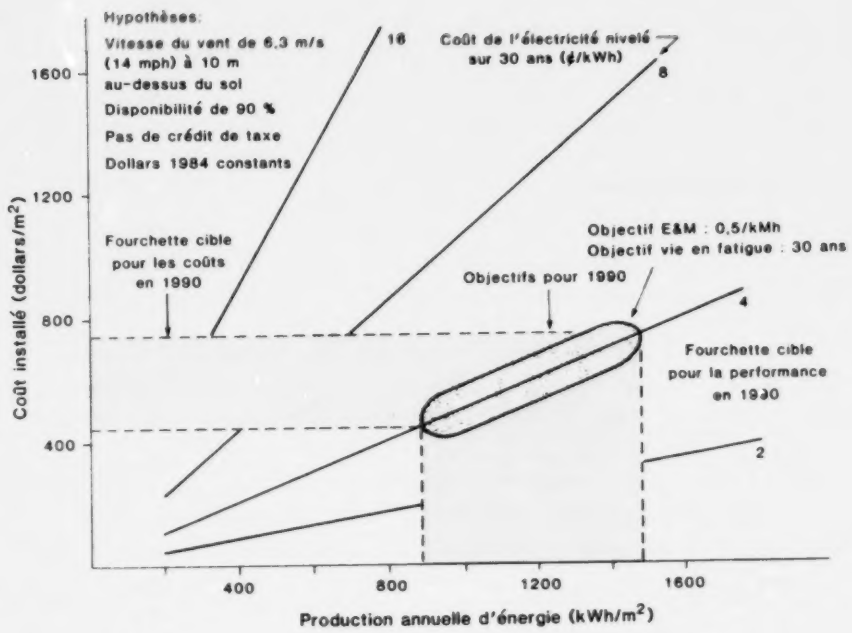


Figure 31. Objectifs de cinq ans du programme américain de R et D sur la technologie éolienne (à partir de la référence F-12).

- DÉPRÉCIATION RAPIDE : une dépréciation de l'équipement éolien sur 5 ans est permise.

- BON RÉGIME DE VENT : la proximité du désert et de l'océan, séparés par les montagnes, rend la région très venteuse. Le régime des vents est aussi en harmonie avec la demande d'énergie, les deux augmentant par temps chaud et ensoleillé.

- CENTRALES ÉLECTRIQUES ALIMENTÉES SURTOUT AU MAZOUT : motivation financière et stratégique très puissante pour chercher de nouvelles sources d'énergie.

Outre ces circonstances particulières, de caractère légal et technique, deux autres conditions ont ajouté à l'attrait de la Californie du Sud pour les développeurs de fermes éoliennes : une proportion relativement élevée de californiens bien payés pouvaient profiter des crédits de taxe et de grandes étendues de terrain ouvert de mauvaise qualité (servant principalement de pâture) pouvaient être louées à un prix raisonnable pour l'installation de batteries d'éoliennes. De fait, la plupart des terrains ainsi

loués sont encore utilisés comme pâture et les animaux ne semblent pas le moins du monde perturbés par les éoliennes.

La majorité des éoliennes californiennes sont installées dans les cols à l'est des grands centres de consommation d'électricité tels que Los Angeles et San Francisco (voir figure 32).

Le tableau 12 donne les nombres et les puissances nominales totales des SCEE installés en Californie entre le début de 1981 et la fin de 1985, d'après des données fournies par la California Energy Commission.

La figure 33 illustre la rapide croissance des fermes éoliennes californiennes et donne quelques statistiques sur la taille et les coûts des SCEE installés dans le cadre des différents projets.

La réponse aux avantages financiers substantiels accordés aux utilisateurs de la nouvelle technologie est manifeste dans le cas de la Californie. Au début de la période où ces avantages étaient offerts, de nombreux systèmes non au point ont été installés avec pour conséquence une mauvaise

Figure 32. Emplacements des fermes éoliennes en Californie.

Tableau 12. Installations éoliennes en californie

Région		1981/2	1983	1984	1985	Total
Col d'Altamont	Éoliennes	804	1179	2040	2531	6554
	MW	46	90,1	201,5	254,6	592,2
Col de San Gorgonio	Éoliennes	10	651	1465	2285	4411
	MW	1,6	36,8	89,5	204,6	332,5
Col de Tehachapi	Éoliennes	464	652	999	2814	4929
	MW	21,0	44,7	88,9	262,4	417,0
Autres régions	Éoliennes	11	7	101	1082	1201
	MW	2,7	0,3	6,0	76,1	85,1
Total	Éoliennes	1289	2489	4605	8712	17095
	MW	71,3	171,9	385,9	797,7	1426,8

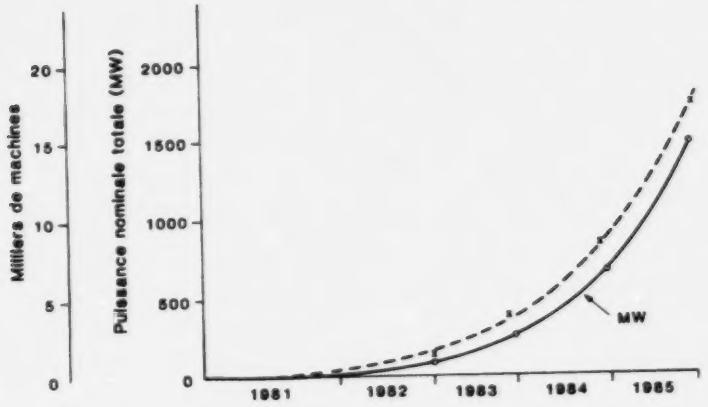


Figure 33. Projets de fermes éoliennes en Californie.

	1981	1982	1983	1984	1985	Total
Puissance nominale moyenne de chaque SCEE	49kW	56	69	84	92	
Moyenne pour le projet	1MW	5	7	10	17	
Nombre de projets (CUM)	5	19	44	82	130	
Coût moyen ($84 US)	3113$/kW	2175	1900	1860	(1750)	
Investissement ($84 US)	21,8M	139,9	326,6	717,8	1396	2,6B

Tableau 13. Production éolienne en Californie.

Année	MW installés	MWh produits	Facteur d'installation[1]	Revenu @ 8¢ 1 kWh
1981	7	10	<0,1%	$800,00
1982	71	4 800	1,9%	0,38M
1983	243	47 400	4,2%	3,8M
1984	629	188 100	5,8%	15,1M
1985	1427	600 000	7,7%	48,0M

[1] Facteur d'installation $\equiv \frac{\text{MWh(produits)}}{8760 \times \text{MW (installés)}} \times 100\%$

et

$$\text{MW (installé année n)} \equiv MW_{n-1} + (1/3)(MW_n - MW_{n-1})$$

où le facteur 1/3 suppose que les éoliennes installées au cours de l'année n sont complètement opérationnelles pendant seulement 4 mois.

fiabilité, une très faible production d'énergie et des réparations et modifications énormes. De fait, comme le montre le tableau 13, il a fallu attendre 1984 pour que le facteur d'installation global dépasse 5 %.

La mise au point et la fiabilité ont augmenté régulièrement depuis, mais on est encore très loin de l'objectif techniquement réaliste d'un facteur d'installation de 20 %. La production en grande quantité et une expérience accrue ont permis de réduire de moitié environ les coûts installés au cours de la période de cinq ans, mais les réductions de coûts supplémentaires seront probablement mineures. On pourra encore augmenter la rentabilité en augmentant la production d'énergie (principalement en augmentant la fiabilité) et en installant des éoliennes plus puissantes dans les fermes éoliennes futures ou lorsqu'on modifiera les fermes existantes. Il faut noter que les premières éoliennes d'une puissance nominale d'environ 50 kW ont été choisies pour des raisons de disponibilité plutôt que d'optimisation du système. À l'heure actuelle, les installations comportent habituellement des éoliennes de 100 à 500 kW car ce sont les plus grosses éoliennes disponibles sur le marché. Néanmoins, l'accent est mis sur l'amélioration de la fiabilité et la proportion de systèmes néerlandais et danois importés s'est notablement accrue dans les trois dernières années, ce qui reflète la réputation de ces machines.

La California Energy Commission prévoit que d'ici 1990, les SCEE représenteront 10 % de la capacité de production installée et fourniront 2 % de l'énergie électrique totale. L'abolition des crédits de taxe fédérale en 1986 pourrait bien retarder cette pénétration, mais il n'y a aucun doute que l'aéroélectricité jouera maintenant un rôle majeur dans la mosaique énergétique californienne.

12.0 PERSPECTIVES ET PRIORITÉS POUR LA TECHNOLOGIE ÉOLIENNE CANADIENNE

12.1 Perspectives nationales

Le Canada jouit d'une abondance et d'une diversité de sources d'énergie remarquables. À peu près toutes les sources d'énergie traditionnelles sont disponibles quelque part au Canada, en général à un prix intéressant, bien qu'il faille parfois transporter cette énergie sur des distances importantes pour atteindre les grands centres de consommation. Par conséquent, si l'énergie éolienne doit contribuer aux principaux réseaux d'énergie canadiens, elle doit concurrencer certaines formes finales d'énergie les moins coûteuses au monde. Par exemple, les consommateurs domestiques dans les grands centres canadiens paient en moyenne 5 ¢/Kwh pour l'électricité.

Ainsi, à moins d'un changement imprévu dans les tendances normales des prix, il est peu probable que l'énergie éolienne fournisse une fraction notable re l'énergie canadienne, au moins jusqu'à la fin du siècle. Le perfectionnement continu de la technologie, surtout en ce qui a trait à la fiabilité et à la rentabilité, permettra éventuellement à l'énergie éolienne de concurrencer l'énergie traditionnelle dans certaines régions du Canada, principalement dans les provinces maritimes. Le développement de parcs éoliens régionaux importants sera limité par le manque d'engagement financier en ce qui concerne la mise au point de très grosses machines, bien qu'il soit généralement reconnu que la rentabilité augmente avec la taille du système.

À court terme, il existe de grandes possibilités de commercialisation dans des régions du Canada éloignées des principaux réseaux de distribution d'énergie. Plus de 800 groupes diesels d'une puissance nominale totale supérieure à 500 MW alimentent en électricité plus de 300 collectivités canadiennes qui ne sont pas connectées aux principaux réseaux. Individuellement, les groupes diesels ont une puissance variant de moins de 50 kW à plus de 1 MW et une centrale municipale ou locale ordinaire comprend trois à six groupes. Les prix réels de l'électricité varient de 15 ¢/kWh à plus de 1,00 $/kWh, bien que les consommateurs bénéficient souvent de subventions. Un grand nombre de ces régions bénéficient de régimes de vent moyens à excellents, mais la plupart ne sont pas d'accès facile pour l'équipement de construction varié et de grande taille nécessaire à l'érection de gros SCEE. En conséquence, des SCEE de taille intermédiaire, d'une puissance nominale de l'ordre de quelques centaines de kilowatts, offrent de bonnes perspectives dans ces régions. La rentabilité des installations envisagées est jugée avant tout en fonction des économies de combustible, mais, avec l'expérience, une certaine valeur de substitution de puissance pourrait se justifier à l'avenir.

Dans quelques cas particuliers, les fermes éoliennes pourraient maintenant fournir une contribution importante aux réseaux électriques sur les grandes Îles proches de la côte. L'exemple le plus intéressant est peut-être celui des Îles-de-la-Madeleine où des groupes diesels de 60 MW fournissent l'électricité domestique et industrielle pour environ 15 000 personnes. La vitesse moyenne du vent sur les Îles-de-la-Madeleine est supérieure à 8 m/s. L'Île-du-Prince-Édouard et les Îles-de-la-Reine-Charlotte sont d'autres sites canadiens potentiellement intéressants pour l'installation de fermes éoliennes.

La fiabilité de l'équipement constitue le facteur de ralentissement dans le développement de ces marchés nationaux immédiats. Le diagnostic des défaillances et la réparation d'un équipement mal connu sont perçus comme des risques sérieux lorsque de tels projets sont envisagés. Le programme de démonstration dans les collectivités éloignées (section 8.1.3) est conçu spécialement pour résoudre ce problème.

Outre l'approvisionnement en électricité des collectivités, il existe des milliers de petits systèmes autonomes dans les régions éloignées du Canada qui fournissent l'électricité à des maisons individuelles, des infirmeries, des stations relais, des aides à la navigation, des stations météorologiques automatiques, et autres installations similaires. Ces charges vont en général de quelques centaines de watts à plusieurs kilowatts. Dans le cas des charges plus faibles, le système comprend souvent des batteries de stockage. Il est facile d'intégrer de petits SCEE dans de tels systèmes, mais là encore la capacité du système de fonctionner sans surveillance est d'une importance capitale.

Les grands projets agricoles visant à accroître la superficie cultivable et à augmenter la productivité requièrent souvent une irrigation ou un drainage (ou les deux). Les pompes éoliennes ont toujours joué un rôle important dans de tels projets où de petites quantités d'électricité indépendantes du temps sont nécessaires et ne justifient pas une extension du réseau. Dans ce domaine, la fiabilité est une tradition et le défi consiste à améliorer la performance et aussi à passer aux SCEE de puissance intermédiaire qui conviendraient pour des stations d'irrigation centralisées. Dans un domaine connexe, l'intérêt récent suscité par la préservation (ou, de fait, la production) de marécages pour la reproduction du gibier d'eau a ouvert de nouveaux horizons au marché canadien à court terme des pompes éoliennes modernes.

12.2 Perspectives d'exportation

Les perspectives d'exportation à court terme sont pratiquement les mêmes que les perspectives canadiennes à court terme, c'est-à-dire qu'elles

concernent les centrales électriques autonomes et hybrides ainsi que les pompes éoliennes. L'importance d'une fiabilité éprouvée, généralement démontrée dans des installations canadiennes réussies, est encore plus grande pour le marché extérieur. Le Canada est notablement en retard par rapport aux États-Unis et à plusieurs pays européens en ce qui concerne la production en série de SCEE de puissance intermédiaire. En conséquence, nous ne possédons pas encore la fiabilité éprouvée ni l'expérience d'exploitation nécessaire pour envisager une véritable percée sur les marchés étrangers. Lorsque les expériences prochaines auront permis d'établir une fiabilité initiale, les organismes de coopération étrangère tels que l'ACDI pourraient offrir un créneau dans le marché, vaste mais non quantifié, de la technologie éolienne destinée aux pays en voie de développement.

À long terme, l'exportation de la technologie canadienne des EAV de grande puissance est possible, mais la viabilité dépendra presque entièrement de la volonté du secteur privé de poursuivre la mise au point de systèmes de l'ordre du mégawatt.

12.3 Priorités

Les priorités actuelles en ce qui concerne le développement futur de la technologie éolienne canadienne concernent les systèmes de faible et moyenne puissance destinés à la production d'électricité et au pompage. Ces priorités sont :

- une meilleure fiabilité
- une meilleure rentabilité
- une meilleure ingénierie

L'objectif est d'obtenir une plus grande quantité d'énergie finale dans un environnement donné pour un investissement donné. À l'heure actuelle, la production de Kwh par les SCEE canadiens est limitée par les heures d'exploitation, non par le rendement du système de conversion. Au fur et à mesure que la fiabilité et, partant, le nombre d'heures de fonctionnement par an augmentent, l'intégrité structurale à long terme (soit la durée de vie en fatigue), devient aussi un facteur important.

Une fois que la fiabilité du système a atteint une disponibilité d'environ 85 %, il faut alors considérer l'optimisation du système. Il convient à ce moment là de réexaminer des facteurs tels que les compromis en matière de rendement des éléments constitutifs, l'appariement de la puissance et du régime du vent, ainsi que d'autres problèmes d'ingénierie des systèmes examinés à la section 4.3.2.

Sous-jacente à ces deux aspects, vient la troisième dimension critique, à savoir le coût. Comme c'est le cas avec la plupart des nouvelles

technologies, l'emploi d'éléments constitutifs normalisés, bien éprouvés et produits en grandes quantités à d'autres fins, améliorera la rentabilité des premiers SCEE commerciaux. Cependant, dans les systèmes de deuxième ou troisième génération, il peut devenir utile d'intégrer des éléments optimisés plus spécialisés.

La complexité, qui se manifeste souvent comme une complication, est rarement intéressante économiquement, surtout avec les petits systèmes. Un contrôleur de course variable peut très bien se justifier pour une pompe éolienne de puissance moyenne d'un million de dollars destinée à l'irrigation, mais être complètement inutile sur une pompe similaire utilisée dans une ferme.

13.0 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Au cours de la dernière décennie, la technologie éolienne canadienne a énormément progressé, surtout en ce qui concerne la compréhension de la nature et de l'étendue de la ressource, l'établissement des caractéristiques aérodynamiques et structurales des EAV et la création d'outils de conception fondamentaux pour les systèmes commerciaux. D'un modeste projet de laboratoire au Laboratoire d'aérodynamique des basses vitesses du CNRC, est née une infrastructure de fabricants et utilisateurs techniquement avertis, fort capables d'apprécier le potentiel de l'énergie éolienne dans la plupart des circonstances. Les utilisateurs éventuels importants ont appris à évaluer les paramètres essentiels qui influent sur la viabilité de l'énergie éolienne et beaucoup ont acquis une expérience pratique grâce à des projets conjoints d'essais sur le terrain. On commence à acquérir une véritable expérience avec les EAV à l'échelle du mégawatt et cette expérience devrait s'accroître sous les auspices du secteur privé.

D'un point de vue moins positif, le Canada a perdu au milieu des années 80 la grande avance qu'il possédait au milieu des années 70 dans le domaine de la technologie des EAV. Aux États-Unis, les chercheurs des Sandia National Laboratories ont bénéficié d'une aide gouvernementale substantielle pour des travaux de recherche fondamentale interne et ils ont élargi et raffiné un grand nombre des analyses fondamentales élaborées au CNRC. L'expérience considérable acquise avec l'exploitation de centaines de fermes éoliennes composées d'EAV de puissance moyenne en Californie a constitué un outil de développement coûteux mais efficace. Néanmoins, le Canada conserve une grande compétence dans le domaine des EAV, à la fois au CRNC et dans des entreprises telles qu'Indal Technologies et Adecon Energy Systems. La dernière entreprise a réalisé des progrès stupéfiants en matière de rentabilité des EAV qui, une fois prouvés sur le terrain, dépasseront les objectifs du ministère de l'Energie américain pour 1990. Il est évident que les efforts dans ces domaines de compétence devraient se poursuivre.

Un autre exemple des capacités d'innovation canadiennes réside dans la pompe éolienne à pales delta mise au point par la compagnie ABAX Energy Services de Calgary. Une démonstration réussie de cet équipement ouvrira les portes non seulement du marché canadien du matériel d'irrigation, mais aussi celles des marchés étrangers. Sa simplicité et la facilité de sa fabrication dans des matériaux variés devraient en faire un équipement de choix pour les pays en voie de développement.

Comme on l'a vu au chapitre 12, les perspectives à court terme pour la technologie canadienne des EAV concernent des systèmes de petite et moyenne puissance destinés à la production d'électricité dans les régions isolées et dans les collectivités éloignées. Les priorités actuelles sont une

amélioration de la fiabilité, une plus grande rentabilité et, ultimement, une ingénierie permettant plus d'options. En tenant compte de ces observations, nous faisons les recommandations suivantes en ce qui a trait au développement de la technologie éolienne canadienne :

1. Le développement de la technologie éolienne au Canada devrait continuer de porter sur les EAV de puissance moyenne destinées à la production d'électricité. Des activités secondaires devraient permettre aux chercheurs de se tenir au courant de l'état des connaissances sur les EAH. Un développement continu de la technologie des EAV de l'ordre du mégawatt, avec la participation du secteur privé, permettra d'établir des données techniques et économiques et aideront à l'exploitation future des SCEE à cette échelle.

2. Étant donné que les applications canadiennes à court terme semblent se situer dans les collectivités éloignées, il conviendrait de faire l'inventaire de toutes les zones peuplées importantes non reliées aux réseaux, avec les coûts réels de l'électricité et les régimes de vent dans ces régions. Un barème permettrait ensuite de définir les emplacements ou les régions où l'énergie éolienne serait la plus viable. Des projets de démonstration seraient alors mis sur pied dans ces régions.

3. Un effort concerté devrait être fait pour orchestrer un projet canadien viable de ferme éolienne utilisant la technologie canadienne. Les participants nécessaires comprendraient un utilisateur réaliste (compagnie d'électricité), un (des) fabricant(s) canadien(s) de SCEE, des organismes de soutien technique et industriel et des moniteurs/ rédacteurs de rapports techniques indépendants.

4. Une aide importante devrait être apportée à la mise au point et à la démonstration du matériel canadien susceptible d'être commercialisé à court terme. La performance de la pompe éolienne à pales delta et la fiabilité opérationnelle de l'EAV peu coûteuse devraient faire l'objet d'un effort particulier dans l'avenir immédiat.

5. Une fois le principe de la pompe éolienne à pales delta validé sur le terrain, un effort particulier devrait être fait en coopération avec l'ACDI pour améliorer sa capacité de production locale dans les pays du tiers monde.

6. Des normes efficaces (incluant des cas de charge) relatives à la conception détaillée et au contrôle de la qualité devraient être établies et mises en oeuvre par l'industrie canadienne des SCEE. L'efficacité devrait être monitorée en terme de fiabilité du matériel canadien.

7. Une étude exhaustive d'ingénierie des systèmes devrait être effectuée en ce qui a trait aux systèmes vent/diesel/stockage destinés aux collectivités isolées. Les caractéristiques de charge, les fractions fournies par l'énergie éolienne et les effets de la capacité de stockage (avec les débits d'entrée et de sortie) sur la rentabilité du système sont seulement trois des paramètres importants qui doivent être examinés.

8. Les mécanismes de stockage de l'énergie à court terme, pour absorber les fluctuations du couple et les excès de puissance momentanés lors de rafales de vent, devraient être étudiés afin d'améliorer la qualité de la puissance produite, surtout avec les systèmes hybrides vent/diesel.

9. Il convient de continuer à étudier les problèmes de dynamique structurale et de fatigue structurale des rotors d'aérogénérateur afin de prévoir avec plus de précision la durée de vie en fatigue et de déterminer les caractéristiques de conception et d'exploitation qui influent sur la durée de vie en fatigue.

10. De meilleurs systèmes de régulation des aérogénérateurs, plus simples, devraient être mis au point afin de réduire les interruptions superflues et d'assurer une protection adéquate de l'aérogénérateur et de la charge, ainsi qu'une synchronisation sans à-coups avec le réseau électrique.

11. Des outils analytiques plus simples liant la performance de l'aérogénérateur à la topographie locale et au régime de vent devraient être élaborés et mis à la disposition du concepteur.

14.0 RÉFÉRENCES

14.1 Rapports du Conseil national de recherches du Canada

A-1 P. South, R.S. Rangi
PRELIMINARY TEST OF A HIGH SPEED VERTICAL AXIS WINDMILL MODEL
Rapport technique de laboratoire LTR-LA-74
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1971

A-2 P. South, R.S. Rangi
A WIND TUNNEL INVESTIGATION OF A 14 FT. DIAMETER VERTICAL AXIS WINDMILL
Rapport technique de laboratoire LTR-LA-105
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Septembre 1972

A-3 P. South, R.S. Rangi
RENDEMENT ET RENTABILITÉ DE L'ÉOLIENNE À AXE VERTICAL CONCUE AU CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHES, OTTAWA, CANADA
Présentation à la réunion annuelle de 1973 de la Région Pacifique Nord-Ouest de l'American Society of Agricultural Engineers
Octobre 1973

A-4 R.S. Rangi, P. South, R.J. Templin
WIND POWER AND THE VERTICAL AXIS WIND TURBINE DEVELOPED AT THE NATIONAL RESEARCH COUNCIL
Tiré à part du Bulletin trimestriel n° 1972(2) de la DGM/EAN
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1974

A-5 R.J. Templin
AERODYNAMIC PERFORMANCE THEORY FOR THE NRC VERTICAL AXIS WIND TURBINE
Rapport technique de laboratoire LTR-LS-160
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Juin 1974

A-6 P. South, R.S. Rangi
AN EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF A 12 FT. DIAMETER HIGH SPEED VERTICAL AXIS WIND TURBINE
Rapport technique de laboratoire LTR-LA-166
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Avril 1975

A-7 R.J. Templin
AN ESTIMATE OF THE INTERACTION OF WINDMILLS IN WIDE-SPREAD ARRAYS
Rapport technique de laboratoire LTR-LA-171
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Juin 1974

A-8 G.J. Klein
THE DESIGN OF HIGH-SPEED WINDMILLS SUITABLE FOR DRIVING ELECTRIC GENERATORS (Révision du rapport n° PAA-32, Ottawa, 14 juin 1937)
Rapport technique de laboratoire LTR-LA-183
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Août 1975

A-9 R.J. Templin, P. South
CANADIAN WIND ENERGY PROGRAM
Préparé en vue d'une présentation au séminaire sur la technologie des éoliennes à axe vertical à Albuquerque (Nouveau-Mexique)
18-20 mai 1976

A-10 R.J. Templin, P. South
SOME DESIGN ASPECTS OF HIGH-SPEED VERTICAL AXIS WIND TURBINES
Préparé pour le Colloque international sur les systèmes de conversion de l'énergie éolienne, Cambridge, Angleterre
7-9 septembre 1976

A-11 J.R. Amyot, R.E. Gagne, R.J. Templin, R.S. Rangi
MACDALEN ISLANDS WIND TURBINE HYBRID COMPUTER MODEL
Proc. of the Summer Computer Simulation Conference,
Chicago (Illinois)
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Juillet 1977

A-12 P. South, A. Watts
MAGDALEN ISLANDS VAWT FIELD TESTS
Rapport présenté au séminaire "Operational and Economic Status and Requirements of Large Scale Wind Systems" de l'U.S. Dept. of Energy, Monterey (Californie)
Mars 1979

A-13 R.J. Templin
DESIGN CHARACTERISTICS OF THE 224 kW MAGDALEN ISLAND VAWT
Rapport présenté au séminaire "Large Wind Turbine Design Characteristics and R&D Requirements" de l'U.S. Dept. of Energy
NASA/Lewis Research Centre, Cleveland (Ohio)
Avril 1979

A-14 P. Waudby-Smith
PERFORMANCE MEASUREMENTS OF A STRAIGHT-BLADED, VARIABLE PITCH VERTICAL AXIS WIND TURBINE
Rapport technique de laboratoire LTR-LA-236
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Juillet 1979

A-15 W. Wiebe, D.D. Morphy
FAILURE ANALYSIS OF A MORSE MG600A CLUTCH FROM THE SUDBURY WIND-DIESEL TEST SITE
Rapport technique de laboratoire LTR-ST-1426
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Novembre 1982 (PRIVÉ)

A-16 W. Wiebe, R.V. Dainty
FAILURE INVESTIGATION OF A STEEL FLEXIBLE COUPLING FROM THE VAWT AT CHURCHILL, MANITOBA
Rapport technique de laboratoire LTR-ST-1393
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1982

A-17 W. Wiebe, A.C. Walker, R.V. Dainty
NON-DESTRUCTIVE INSPECTION OF THE HOLYROOD VERTICAL AXIS WIND TURBINE
Rapport technique de laboratoire LTR-ST-1392
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Juin 1982

A-18 W. Wiebe, D.D. Morphy
FAILURE INVESTIGATION OF DAF (6 m × 9 m) VERTICAL AXIS WIND TURBINE - ATLANTIC WIND TEST SITE
Rapport technique de laboratoire LTR-ST-1492
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Février 1984 (PRIVÉ)

A-19 J.J. Kacprzynski
A MODIFIED FFEVD SANDIA PROGRAM FOR NASTRAN FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS OF VERTICAL AXIS WIND TURBINES
Rapport technique de laboratoire LTR-1568
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Janvier 1981

A-20 R.V. Dainty, D. Chow
INVESTIGATION OF VAWT (AQUILO) "A" BLADE FAILURE AT THE ATLANTIC WIND TEST SITE, PEI

Rapport technique de laboratoire LTR-1582
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1986

A-21 R.J. Templin
EFFECT OF DESIGN PARAMETERS ON WIND TURBINE PERFORMANCE
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-001
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Janvier 1981

A-22 P.J. Penna
TESTING AND CALIBRATION OF THE DAF-INDAL LTD. WIND HISTOGRAM
Rapport technique sur l'énergie éolienne TW-WE-002
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Janvier 1981

A-23 S.L. Bocso
WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT SEMINAR (WERAS 80)
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-003
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Novembre 1980

A-24 E. Whiteley (pour le compte du NRC)
PRELIMINARY STUDY TO COMPARE DARRIEUS WIND TURBINE SYSTEMS WITH GEAR-DRIVEN ALTERNATORS TO SYSTEMS WITH DIRECT-DRIVEN ALTERNATORS AND STATIC FREQUENCY CONVERTERS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-004
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Novembre 1980

A-25 M.S. Chappell
LE PROGRAMME CANADIEN DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT SUR L'ÉNERGIE ÉOLIENNE : VUE D'ENSEMBLE ET ÉTAT D'AVANCEMENT
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-005
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Août 1981

A-26 R.J. Templin, R.S. Rangi
MEASUREMENTS ON THE MAGDALEN ISLAND VAWT AND FUTURE PROJECTS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-006
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Octobre 1981

A-27 M.S. Chappell
THE WIND PROGRAM IN CANADA
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-007
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Octobre 1981

A-28 R.J. Templin
AN APPLE II PROGRAM FOR COMPUTING WINDMIL PERFORMANCE
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-008
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Janvier 1982

A-29 P.J. Penna
WIND TUNNEL TESTS OF THE THERMAX HELIUS AND SAVONIUS ROTORS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-009
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1982

A-30 M.S. Chappell, R.J. Templin
ASSESSMENT OF PERFORMANCE AND COST-EFFECTIVENESS OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-010
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Octobre 1984

A-31 M.S. Chappell
THE WIND ENERGY RESEARCH AND DEVELOPMENT PROGRAM IN CANADA
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-011
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1982

A-32 G. Krishnappa, T.H. Hammel
NOISE AND VIBRATION MEASUREMENTS OF 50 kW VAWT GEARBOX IN VICTORIA, B.C.
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-012
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Août 1982

A-33 GasTOPS Limited
COMPUTER PROGRAM FOR AERODYNAMIC ANALYSIS OF VERTICAL AXIS WIND TURBINE SUMMARY REPORT
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-013
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Novembre 1982

A-34 M.S. Chappell
CANADIAN WIND ENERGY RESEARCH AND DEVELOPMENT - STATUS AND PERSPECTIVES
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-014
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1983

A-35 R.S. Rangi
PERFORMANCE OF THE HOLYROOD I 50 kW VAWT
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-015
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Février 1986

A-36 R.S. Rangi, D. Kimbell
PERFORMANCE OF THE HOLYROOD II 50 kW VAWT
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-016
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1986

A-37 R.S. Rangi, M.S. Chappell, D. Kimbell
PERFORMANCE OF THE 50 kW VAWT AT CHURCHILL, MANITOBA
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-017
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1986

A-38 R.S. Rangi, D. Kimbell
PERFORMANCE OF THE CHRISTOPHER POINT 50 kW VAWT
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-018
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1986

A-39 M.S. Chappell
SOME CURRENT ACTIVITIES IN THE CANADIAN WIND ENERGY PROGRAM
(Rapport présenté à la conférence nationale de l'American Wind Energy Association, 19 octobre 1983)
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-019
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Octobre 1983

A-40 R.J. Templin, R.H. Wickens
AERODYNAMIC CHARACTERISTICS OF AN NACA 0018 AIRFOIL AT HIGH REYNOLDS NUMBERS AND AT ANGLES OF ATTACK FROM 0° TO 180°
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-020
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Juillet 1984

A-41 P.J. Penna, J.C. Kuzina
MAGDALEN ISLANDS VAWT SUMMARY AND INDEX OF EXPERIMENTAL DATA : 1980-1982
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-021
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Octobre 1984

A-42 M.S. Chappell
LE PROGRAMME CANADIEN DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT EN MATIÉRE D'ÉNERGIE ÉOLIENNE : ÉTAT DE LA SITUATION ET PERSPECTIVES D'AVENIR CIRCA 1984
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-022
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Décembre 1984

A-43 R.J. Templin
THE NRC DOUBLE MULTIPLE STREAM TUBE THEORY FOR VERTICAL AXIS WIND TURBINES
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-023
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Octobre 1985

A-44 B.G. Newman (chercheur invité)
DYNAMIC STALL FOR VERTICAL-AXIS WIND TURBINES
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-024
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1985

A-45 G. Krishnappa, J.A. Hammer
BACKGROUND NOISE MEASUREMENTS AT PROJET ÉOLE SITE DURING JULY 1984
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-025
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1985

A-46 Mechron Energy Limited
AN ANALYSIS OF CYCLE CHARGE AND WIND TURBINE HYBRID POWERPLANTS FOR REMOTE COMMUNITY APPLICATIONS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-026
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1985

A-47 J. Keller
NOTES ON LIGHTNING PROTECTION OF WIND TURBINES WITH SPECIAL CONSIDERATION OF VAWTS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-027
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1985

A-48 J. Keller
TECHNIQUES FOR MINIMIZING ERRORS IN STRAIN MEASUREMENTS ON WECS ROTORS
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-028
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1985
Révisé en juin 1986

A-49 PROCEEDINGS OF THE FIFTH INTERNATIONAL MEETING OF TEST STATIONS FOR SMALL WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS : ATLANTIC WIND TEST SITE
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-029
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Août 1985

A-50 C. Brothers (Centre d'essais éoliens de l'Atlantique)
EFFECTS OF WIND SPEED SAMPLING AND AVERAGING INTERVALS ON ACCURACY OF WIND ENERGY ESTIMATES
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-030
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Décembre 1985

A-51 D.R. Baker, B.A. Paterson (Centre d'essais des pompes éoliennes de Lethbridge)
EVALUATION OF THE DELTX WP-20 WIND TURBINE FOR PUMPING WATER
Rapport technique sur l'énergie éolienne TM-WE-031
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mai 1986

A-52 DAF Indal Ltd.
FURTHER DEVELOPMENT AND TESTING OF THE SUDBURY WIND DIESEL HYBRID POWER PLANT
Rapport technique sur l'energie éolienne
Conseil national de recherches du Canada, Ottawa (Ontario)
Mars 1985

A-53 A. Watts, M.S. Chappell
PROJECT AEOLUS - PRELIMINARY TECHNICAL DEFINITION
Rapport technique conjoint CNRC/IREQ
31 mars 1981

A-54 R.H. Wickens
WIND TUNNEL INVESTIGATION OF DYNAMIC STALL OF AN NACA 0018 AIRFOIL OSCILLATING IN PITCH
Aeronautical Note NAE AN-27, CNRC n° 24262
Février 1985

A-55 P. Penna
A WIND TUNNEL INVESTIGATION OF AEROBRAKES FOR VERTICAL AXIS WIND TURBINES
Actes de la conférence canadienne sur l'énergie éolienne '86
Québec (Québec)
26-28 octobre 1986

A-56 P. South
A HIGH SPEED VERTICAL AXIS WIND MACHINE
Actes de l'Advanced Wind Energy Systems Workshop
Stockholm, Suède
29-30 août 1974

14.2 Rapports du Centre d'essais éoliens de l'Atlantique

B-1 THE ATLANTIC WIND TEST SITE (Brochure)

B-2 THE ATLANTIC WIND TEST SITE PROSPECTUS

B-3 RAPPORT BISANNUEL DU CENTRE D'ESSAIS ÉOLIENS DE L'ATLANTIQUE
Décembre 1981 - Décembre 1983

B-4 K. Slater, M.A. Lodge
EVALUATION OF THE WORTH OF SYSTEM SCALE WIND GENERATION TO THE PRINCE EDWARD ISLAND ELECTRICAL GRID
Rapport n° 79051, Conférence et Exposition de l'IEEE
1979

B-5 M.A. Lodge
THE POTENTIAL FOR UTILITY SCALE WIND ENERGY IN CANADA
Joint Solar Energy Conference
Université de Colombie-Britannique, Vancouver (Colombie-Britannique)
Août 1980

B-6 M.A. Lodge
A REPORT ON STUDY RESULTS AND PROPOSED INITIATIVES FOR THE LARGE SCALE INTEGRATION OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS IN PRINCE EDWARD ISLAND
Présenté à l'Energy Corporation de l'Î.-P.-É.
Novembre 1979

B-7 M.A. Lodge
WIND ENERGY PROJECTS AT THE ATLANTIC WIND TEST SITE AND RESOURCE VENTURES INCORPORATED
Conférence nationale des ingénieurs

98e congrès de l'Institut canadien des ingénieurs, Halifax (Nouvelle-Écosse)
Mai 1984

B-8 M.A. Lodge
WIND ENERGY PROSPECTING IN PRINCE EDWARD ISLAND: A PROGRAM OVERVIEW AND STATUS REPORT
Deuxième Colloque international sur les systèmes éoliens, Amsterdam
Octobre 1978

B-9 RAPPORT ANNUAL DU CENTRE D'ESSAIS ÉOLIENS DE L'ATLANTIQUE - 1984

B-10 RAPPORT ANNUEL DU CENTRE D'ESSAIS ÉOLIENS DE L'ATLANTIQUE - 1985

B-11 M.A. Lodge, R.G. Richards
BERGEY WINDPOWER BWC-1000 PERFORMANCE SUMMARY
Rapport #001
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard), Canada
Mai 1983

B-12 M.A. Lodge, R.G. Richards
PERFORMANCE INVESTIGATION OF A 17 m × 11 m DARRIEUS TURBINE
Rapport #002
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Juin 1982

B-13 M.A. Lodge, R.G. Richards
INVESTIGATION OF THE FEASIBILITY OF APPLYING SYNCHRONOUS ALTERNATOR/STATIC FREQUENCY CHANGER TECHNOLOGY TO A 17 m × 11 m VAWT
Rapport #003
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Juin 1982

B-14 R.G. Richards
PERFORMANCE TESTING OF A WINDSTAR WS-482-4 WIND ENERGY CONVERSION SYSTEM
Rapport #004
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Janvier 1983

B-15 M.A. Lodge, R.G. Richards
DESIGN OF A DRIVE TRAIN AND TESTING EXPERIENCE WITH A 9 m × 6 m DARRIEUS TYPE VERTICAL AXIS WIND TURBINE
Rapport #005
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Juillet 1983

B-16 M.A. Lodge, R.G. Richards
AN EXAMINATION OF THE RELATIONSHIP BETWEEN STANDARD AES VELOCITY MEASUREMENTS, ICE ACCRETION AND POWER OUTPUT FROM A WIND TURBINE MOUNTED AT 10M HUB HEIGHT
Rapport #006
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mars 1982

B-17 H.P. Irwin, M.A. Lodge
WIND SPEED DISTRIBUTION OVER A 1:500 SCALE MODEL OF THE ATLANTIC WIND TEST SITE, NORTH CAPE, PRINCE EDWARD ISLAND
Rapport #007
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mars 1982

B-18 M.A. Lodge, R.G. Richards
WIND SPEED AND POWER CORRELATION
Étude pour le compte du Service de l'environnement atmosphérique
Rapport #008
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Juillet 1981

B-19 M.A. Lodge, R.G. Richards
ATLANTIC WIND TEST SITE
Rapport #009
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Avril 1981

B-20 M.A. Lodge, R.G. Richards
2KW DUNLITE FAILURE REPORT
Rapport #010
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Novembre 1983

B-21 R.G. Richards
PELLWORM, RISO AND ECN WIND TURBINE TEST FACILITIES, VISIT REPORT
Rapport #011
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mai 1983

B-22 M.A. Lodge
PREPARATION OF A TEST BED FOR A FUTURE ANEMOMETER COMPARISON PROJECT AT THE ATLANTIC WIND TEST SITE
Rapport #012
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mars 1983

B-23 M.A. Lodge
PROJECT AQUILO SITE PREPARATION AND SERVICES AT THE ATLANTIC WIND TEST SITE
Rapport #013
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Décembre 1983

B-24 R.G. Richards
VAWT DRIVE TRAIN DYNAMICS - A DESIGN CASE HISTORY
Rapport #014
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
1981

B-25 M.A. Lodge
WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS & THEIR APPLICATION TO BUILDINGS 1981/2001
Présenté à la conférence "Building Towards 2001 - New Energy Forms in the Building Environment"
Rapport #015
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Novembre 1981

B-26 THE ENERGY CONTAINED IN THE WIND AND HOW IT IS EXTRACTED
Rapport #016
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Août 1982

B-27 G. Petersen, R. Richards
INVESTIGATION INTO THE EFFECTS OF DATA AVERAGING INTERVAL AND ANEMOMETER-ROTOR SPACING ON THE EVALUATION OF WECS PERFORMANCE DATA
Rapport #017
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mai 1983

B-28 SYSTEM EFFICIENCY OF A EURODRIVE GEARBOX/GENERATOR USED AS THE DRIVE TRAIN OF A 9 × 6 m VAWT
Rapport #018
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada

B-29 PROJECT AQUILO SIGNAL CONDITIONING AND COMMISSIONING OF INSTRUMENTATION AND MONITORING SYSTEM
Rapport #019
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mai 1984

B-30 DESIGN AND DEVELOPMENT OF A ROTOR STRESS MONITORING TELEMETRY SYSTEM FOR WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS
Rapport #020
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Octobre 1984

B-31 AN INVESTIGATION AND ASSESSMENT OF PROCEDURES TO MEASURE AND PROCESS WIND ENERGY CONVERSION SYSTEM PERFORMANCE DATA AT THE ATLANTIC WIND TEST SITE
Rapport #021
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Juin 1984

B-32 PRELIMINARY DATA ACQUISITION FOR PROJECT AQUILO
Rapport 022
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
Mars 1985

B-33 M. Lodge, C. Brothers
ANEMOMETER COMPARISON PROJECT
Resource Venture Inc., Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard)
Canada

B-34 C. Brothers
FIELD TEST OF CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS, PERFORMANCE STANDARD F417
Centre d'essais éoliens de l'Atlantique (Île-du-Prince-Édouard)
Canada
31 mars 1986

14.3 Rapports du Service de l'environnement atmosphérique

Pour information et services, s'adresser à :

Section des applications énergétiques et industrielles
Centre climatologique canadien
Environnement Canada
4905, rue Dufferin
Downsview (Ontario)
M3H 5T4
Téléphone (416) 667-4626

C-1 Alberta Research Council
THE ANALYSIS OF WIND DATA FOR WIND POWER RESOURCES ASSESSMENT
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Décembre 1983

C-2 Service de l'environnement atmosphérique
NORMALES CLIMATIQUES AU CANADA, VOLUME 5, VENT
Downsview (Ontario)
1982

C-3 W.C. Bell
COLLECTION AND ANALYSIS OF WIND DATA AND TEMPERATURE DATA TO DERTERMINE WIND DISTRIBUTION IN THE LOWEST 256 METRES
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Mars 1982

C-4 R.L. Berry, P.A.Taylor
WIND ENERGY IN THE LOWER ST. LAWRENCE RIVER VALLEY AND SITE EVALUATION FOR PROJECT AEOLUS

Actes du 4e colloque international sur les sytèmes éoliens, Suède, Stockholm
Septembre 1982

C-5 Concord Scientific Corporation
AEOLUS PROJECT WIND RESOURCE ASSESSMENT: PRELIMINARY ANALYSIS OF WIND DATA FOUNDERIE SITE; Septembre-Novembre 1981
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Juin 1982

C-6 Concord Scientific Corporation
WINDAT: COMPUTER PROGRAM FOR STATISTICAL ANALYSIS OF WIND DATA - USER'S GUIDE AND DESCRIPTION
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Juillet 1982

C-7 Concord Scientific Corporation
PROFILE: A COMPUTER PROGRAM FOR STATISTICAL ANALYSIS OF WIND DATA - USER'S GUIDE AND CODE DESCRIPTION
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Octobre 1982

C-8 Concord Scientific Corporation
DEVELOPMENT AND VALIDATION OF A GEOSTROPHIC WIND/VERTICAL PROFILING MODEL, PHASE 1 REPORT
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Février 1984

C-9 Concord Scientific Corporation
DEVELOPMENT AND VALIDATION OF A GEOSTROPHIC WIND/VERTICAL PROFILING MODEL, PHASE 2 REPORT
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Octobre 1984

C-10 Meteorological and Environmental Planning, Ltd
STANDARDIZATION OF ARCHIVED WIND DATA TO A CONSTANT HEIGHT
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Octobre 1979

C-11 R.J. Morris
EVALUATION OF METHODS OF FITTING THE WEIBULL DISTRIBUTION TO OBSERVED WIND SPEED DISTRIBUTION FOR WIND ENERGY APPLICATIONS
Actes 1ère conférence canadienne annuelle sur l'énergie éolienne
Ottawa, Canada
9-10 décembre 1985

C-12 R.J. Morris, D.G. Howell
WIND ENERGY ANALYSES FOR CANADA
Actes 10e conférence annuelle de la Société d'énergie solaire du Canada, Inc.
Calgary (Alberta)
2-6 août 1984

C-13 Salmon, J.R.
PROCESSING AND ANALYSIS OF INITIAL DATA FROM THE ST. LAWRENCE STUDY
Rapport d'entrepreneur préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Novembre 1983

C-14 P.A. Taylor, R.J. Lee
SIMLE GUIDELINES FOR ESTIMATING WIND SPEED VARIATIONS DUE TO SMALL SCALE TOPOGRAPHIC FEATURES
Climatological Bulletin, Volume 18, Numéro 2
Octobre 1984

C-15 Taylor, P.A., Salmon, J.R. et Berry, R.L.
A PRELIMINARY REPORT ON THE WIND ENERGY ASSESSMENT OF THE THREE SITES IN THE LOWER ST. LAWRENCE VALLEY
Rapport ARQB-81-032-L, Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Décembre 1981

C-16 P.A. Taylor, H.W. Teunissen
ASKERVEIN '82: REPORT ON THE SEPTEMBER/OCTOBER 1982 EXPERIMENT TO STUDY BOUNDARY LAYER FLOW OVER ASKERVEIN, SOUTH UIST

Rapport MSRB-83-8, Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Novembre 1983

C-17 P.A. Taylor, H.W. Teunissen
THE ASKERVEIN HILL PROJECT: REPORT ON THE SEPTEMBER/OCTOBER 1983 MAIN FIELD EXPERIMENTS
Rapport MSRB-84-6, Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Décembre 1985

C-18 P.A. Taylor, H.W. Teunissen, R. Johnson
THE ASKERVEIN EXPERIMENTS
Actes de la 7e British Wind Energy Conf.
Oxford (R.-U.)
27-29 mars 1985

C-19 P.A. Taylor, J.L. Walmsley, J.R. Salmon
A SIMPLE MODEL OF NEUTRALLY STRATIFIED BOUNDARY LAYER FLOW OVER REAL TERRAIN INCORPORATING WAVENUMBER-DEPENDENT SCALING.
Boundary Layer Meteorology, 26, 169-189

C-20 H.W. Teunissen, M.E. Shokr
THE ASKERVEIN HILL PROJECT: WIND TUNNEL SIMULATION (SMOOTH MODEL) AT LENGTH SCALE 1:1200
Rapport MSRB-85-1, Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Avril 1985

C-21 H.W. Teunissen, M.E. Shokr
WIND TUNNEL/FULL SCALE MEASUREMENTS AND MODEL COMPARISONS OF WIND FLOW OVER AN ISOLATED HILL
Actes de la 5e U.S. National Conf. on wind Engineering, Texas Tech University
Lubbock (Texas)
6-8 novembre 1985

C-22 S. Venkatesh, R.G. Jessup
APPLICATION OF THE SMALL AREA MODEL FOR THE SITING OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS
Annexe au rapport de l'Annexe II de l'AIE : An Evaluation of the Role of Wind Field Models in Wind Turbine Siting.
1982

C-23 Service de l'environnement atmosphérique
WIND ENERGY ANALYSES FOR CANADA: 1967-76
Volume 1 : Provinces atlantiques
Volume 2 : Québec
Volume 3 : Ontario
Volume 4 : Provinces des Prairies
Volume 5 : Colombie-Britannique
Volume 6 : Yukon et Territoires du Nord-Ouest
Mai 1986

C-24 J.L. Walmsley, J.R. Salmon
A BOUNDARY LAYER MODEL FOR FLOW OVER HILLS: COMPARISON OF MODEL RESULTS WITH ASKERVEIN 1983 DATA
Actes de la conférence européenne sur l'énergie éolienne, rapport A14
Hamburg
Octobre 1984

C-25 P.A. Taylor
ON WAKE DECAY AND ROW SPACING FOR WECS FARMS
Actes du 3e colloque international sur les systèmes éoliens, pp 451-468
Lyngby, Danemark
Août 1980

C-26 P.A. Taylor
WAKE DECAY AND POWER REDUCTION IN WIND FARM ARRAYS - AN APPLICATION TO THE ARRAY PROPOSED FOR KAHUKU HILLS
Wind Engineering, 4, pp 76-79
1980

14.4 Références de l'Agence internationale de l'énergie

D-1 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Première réunion de spécialistes
SEMINAR ON STRUCTURAL DYNAMICS
Rapport Jül-Spez-28, ISSN 0343-7639
Münich
Octobre 1978

D-2 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Deuxième réunion de spécialistes
CONTROL OF LS-WECS AND ADAPTION OF WIND ELECTRICITY TO THE NETWORK
Rapport Jül-Spez-40, ISSN 0343-7639
Münich
Avril 1979

D-3 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Troisième réunion de spécialistes
DATA ACQUISITION & ANALYSIS FOR LS WECS
Rapport Jül-Spez-71, ISSN 0343-7639
Münich
Septembre 1979

D-4 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Quatrième réunion de spécialistes,
ROTOR BLADE TECHNOLOGY WITH SPECIAL RESPECT TO FATIGUE DESIGN PROBLEMS
Rapport Jül-Spez-82, ISSN 0343-7639
Münich
Avril 1980

D-5 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Cinquième réunion de spécialistes
ENVIRONMENTAL AND SAFETY ASPECTS OF THE PRESENT LARGE SCALE WECS
Rapport Jül-Spez-100, ISSN 0343-7639
Münich
Septembre 1980

D-6 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Sixième réunion de spécialistes
RELIABILITY AND MAINTENANCE PROBLEMS OF LS WECS
Rapport Jül-Spez-129, ISSN 0343-7639
Münich
Avril 1981

D-7 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Septième réunion de spécialistes
COSTING OF WIND TURBINES
Rapport Jül-Spez-129, ISSN 0343-7639
Münich
Mars 1982

D-8 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Huitième réunion de spécialistes
SAFETY ASSURANCE AND QUALITY CONTROL OF LS WECS DURING ASSEMBLY, ERECTION, AND ACCEPTANCE TESTING
Rapport Jül-Spez-203, ISSN 0343-7639
Münich
Avril 1983

D-9 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Neuvième réunion de spécialistes
STRUCTURAL DESIGN CRITERIA FOR LS WECS
Rapport Jül-Spez-225, ISSN 0343-7639
Münich
Octobre 1983

D-10 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Dixième réunion de spécialistes
UTILITY AND OPERATIONAL EXPERIENCES AND ISSUES FROM MAJOR WIND INSTALLATIONS
Rapport Jül-Spez-249, ISSN 0343-7639
Münich
Octobre 1983

D-11 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Onzième réunion de spécialistes
GENERAL ENVIRONMENTAL ASPECTS OF LARGE SCALE WIND ENERGY UTILIZATION
Rapport Jül-Spez-278, ISSN 0343-7639
Münich
Mai 1984

D-12 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Douzième réunion de spécialistes
AERODYNAMIC CALCULATION METHODS FOR WECS
Rapport Jül-Spez-304, ISSN 0343-7639
Copenhague
Mars 1985

D-13 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Treizième réunion de spécialistes
PETTEN, ECONOMIC ASPECTS OF WIND TURBINES
(sous presse)
Mai 1985

D-14 Kernforschungsanlage Jülich GmbH
IEA LS WECS: Quatorzième réunion de spécialistes
MODELLING OF ATMOSPHERIC TURBULENCE
(sous presse)
Décembre 1985

D-15 Agence internationale de l'énergie
CO-OPERATION IN THE DEVELOPMENT OF LARGE-SCALE WIND ENERGY SYSTEMS (IEA LS WECS): RAPPORT ANNUEL 1985
Publié par le comité directeur LS WECS de l'AIE
Janvier 1986

D-16 Agence internationale de l'énergie
PROGRAMME OF RESEARCH AND DEVELOPMENT ON WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS (IEA R&D WECS): RAPPORT ANNUEL 1985
Publié par le comité directeur R&D WECS de l'AIE
Janvier 1986

Annexe I de l'accord de R et D sur les Scse de l'AIE

D-17 S. Eggwertz et al.
SAFETY OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS WITH HORIZONTAL AXIS
FFA Note technique HU-2229
Institut aéronautique
Suède
1981

D-18 E. Kinsella
IEA R&D WECS TASK I, SUB-TASK A2 FINAL REPORT
National Board for Science and Technology
Dublin
1980

D-19 P.J.H. Builtjes
WIND TURBINE WAKE EFFECTS
TNO Rapport 79-08375
TNO
Apeldoorn
1980

D-20 J.M.G.A. Ouderling, J.T.A. Neesen
AN INVENTORY OF CONDITIONS AND REQUIREMENTS FOR THE INSTALLATION OF LARGE-SCALE WINDMILL NETWORKS WITH RESPECT TO THEIR IMPACT ON TELECOMMUNICATION
PTT Rapport 475 TM
PTT hollandaises, Leidschedam
1981

D-21 S. Engström, B. Pershagen
AESTHETIC FACTORS AND VISUAL EFFECTS OF LARGE-SCALE WECS
NE 1980:20
Commission nationale suédoise du développement des sources d'énergie
Suède
1980

D-22 S. Bodin, U. Fredriksson
UNCERTAINTY IN WIND FORECASTING FOR WIND POWER NETWORKS
SMHI Rapport RMK 25

Institut suédois de météorologie et d'hydrologie
Suède
1981

D-23 G. Törnkvist
BASIC DESIGN RECOMMENDATIONS FOR WIND ENERGY CONVERTERS
Saab-Scania Rapport FKL-V-80.9

D-24 G. Törnkvist
DESIGN RECOMMENDATIONS FOR WIND ENERGY CONVERTERS WITH HORIZONTAL AXIS
Saab-Scania Rapport FKL-V-80.10

D-25 G. Törnkvist
DESIGN RECOMMENDATIONS FOR WIND ENERGY CONVERTERS WITH VERTICAL AXIS
Saab-Scania Rapport FKL-V-18.11

D-26 B. Pershagen (Ed.)
ENVIRONMENTAL AND METEOROLOGICAL ASPECTS OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS FINAL REPORT OF TASK I
NE 1981:25 Commission nationale suédoise de développement des sources d'énergie
1981

Annexe II de l'accord de R et D sur les SCEE de l'AIE

D-27 W.T. Pennell
AN EVALUATION OF THE ROLE OF NUMERICAL WIND FIELD MODELS IN WIND TURBINE SITING
PNL-SA-11129
Battelle Pacific Northwest Laboratories
1983

Annexe III de l'accord de R et D sur les SCEE de l'AIE

D-28 L. Jarass, L. Hoffmann, A. Jarass, G. Obermair
WIND ENERGY: AN ASSESSMENT OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC POTENTIAL. A CASE STUDY OF THE FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY
Springer Verlag
1981

D-29 W. Dub, H. Pape
INTERGRATION OF WIND POWER INTO NATIONAL ELECTRICITY SUPPLY SYSTEMS
FINAL REPORT OF TASK IIIa
Université de Regensburg
1982

Annexe IV de l'accord de R et D sur les SCEE de l'AIE

Les rapports suivants ont été publiés en 1979-1980 par l'Institute für Aerodynamik und Gasdynamik et l'Institute für Statik and Dynamik der Luft- und Raumfahrtkonstruktionen de l'Université de Stuttgart, Allemagne, en conjonction avec l'Annexe IV, R&D SCEE, de l'AIE

D-30 F X Wortmann
TRAGFLUGELPROFILE FUR WINDTURBINEN

D-31 J.H. Argyris, K.A. Braun
LASTWECHSELZAHLEN AND MATERIALWERTE FUR DIE AUSLEGUNG EINER WINDTURBINE SPEZIELLEN NABEN-KONSTRUKTION

D-32 J.H. Argyris, K.A. Braun, B. Kirchgässner
STATISCHE UNTERSUCHUNG VON ROTORBLATTERN UNTER EIGENGEWICHT UND IM STATIONAREN BETRIEB

D-33 G.A. Walter
THE INFLUENCE OF AIRFOIL PROPERTIES ON THE FLAPPING MOTION AND ROTOR FORCES OF TWO-BLADED WIND TURBINES WITH FLAPPING HINGES AND FLAPPITCH COUPLING UNDER GUST LOADING

D-34 S. Mickeler
AN ANALYTICAL INVESTIGATION RELATING TO TWO-BLADED WIND TURBINES WITH FLAPPING HINGES AND FLAP-PITCH COUPLING AT MAINS-DRIVEN OPERATION

D-35 M. Mayer
ONE-BLADED TURBINE WITH TORSIONALLY-COMPLIANT AND PARTIALLY-HINGED BALANCING MASS

D-36 F.X. Wortmann
A GUST GENERATOR FOR WIND TURBINES

D-37 J.H. Argyris, K.A. Braun, B. Kirchgässner
DYNAMIC ANALYSIS OF A ROTOR BLADE WITH FLAP AND LAG FREEDOM AND FLAPPITCH COUPLING

D-38 J.H. Argyris, B. Kirchgässner
STABILITY AND RESPONSE TO GRAVITY OF THE FLAP-LAG MOTION FOR RIGID ROTOR BLADE WITH FLAP-PITCH COUPLING

D-39 J.H. Argyris, K.A. Braun
STATIC AND DYNAMIC INVESTIGATIONS OF DIFFERENT TOWERS FOR WIND TURBINES

D-40 J.H. Argyris, K.A. Braun, B. Kirchgässner, R. Walther
STATIC AND DYNAMIC INVESTIGATIONS FOR THE MODEL OF A WIND ROTOR

D-41 J.H. Argyris, W. Aicher, F. Karl, W. Kümmerle, M. Müller
ROTOR MODEL FOR THE VERIFICATION OF COMPUTATIONAL MODELS

Annexe V de l'accord de R et D sur les SCEE de l'AIE

D-42 P.J.H. Builtjes, D.J. Milborrow
MODELLING OF WIND TURBINE ARRAYS
Actes du 3e colloque international sur les systèmes éoliens
Copenhague, Danemark
Août 1980

D-43 P.E.J. Vermeulen
AN EXPERIMENTAL ANALYSIS OF WIND TURBINE WAKES
Actes du 3e colloque international sur les systèmes éoliens
Août 1980

D-44 B.R. Clayton, P. Filby
WIND TURBINE WAKE STUDIES
Actes de la 3e BWEA Wind Energy Conference
Cranfield
Avril 1981

D-45 D.J. Milborrow
MEASUREMENT AND INTERPRETATION OF WIND TURBINE WAKE DATA
Actes de la 3e BWEA Wind Energy Conference
Cranfield
Avril 1981

D-46 J.N. Ross, J.F. Ainslee
WAKE MEASUREMENTS IN CLUSTERS OF MODEL WIND TURBINES USING LASER DOPPLER ANEMOMETRY
Actes de la 3e BWEA Wind Energy Conference
Cranfield
Avril 1981

D-47 P.E.J. Vermeulen
PRACTICAL APPLICATIONS OF A MATHEMATICAL WAKE INTERACTION MODEL
Actes du 4e colloque international sur les systèmes éoliens
Stockholm, Suède
Septembre 1982

D-48 P.H. Alfredsson
A COMPARISON BETWEEN PREDICTED AND MEASURED DATA FROM WIND TURBINE WAKES
Wind Engineering 6 n° 3 149
1982

D-49 D.J. Milborrow, P.E.J. Vermeulen, J.F. Ainslee
A STUDY OF WAKE EFFECTS BEHIND SINGLE TURBINES AND IN WIND TURBINE PARKS FINAL REPORT
TNO Rapport 84002609
TNO, Apeldoorn
1984

Annexe VI de l'accord de R et D sur les SCEE de l'AIE

C-16 P.A. Taylor, H.W. Teunissen
ASKERVEIN '82: REPORT ON THE SEPTEMBER/OCTOBER 1982 EXPERIMENT TO STUDY BOUNDARY LAYER FLOW OVER ASKERVEIN, SOUTH UIST
Rapport MSRB-83-8, Service de l'environnement atmosphérique
Downsview (Ontario)
Novembre 1983

C-19 P.A. Taylor, J.L. Walmsley, J.R. Salmon
A SIMPLE MODEL OF NEUTRALLY STRATIFIED BOUNDARY LAYER FLOW OVER REAL TERRAIN INCORPORATING WAVENUMBER-DEPENDENT SCALING
Boundary Layer Meteorology, 26, 169-189

C-24 J.L. Walmsley, J.R. Salmon
A BOUNDARY LAYER MODEL FOR FLOW OVER HILLS: COMPARISON OF MODEL RESULTS WITH ASKERVEIN 1983 DATA
Actes de la conférence européenne sur l'énergie éolienne,
rapport A14
Hambourg
Octobre 1984

Pratiques recommandées pour les essais et l'évaluation des éoliennes

D-50 B. Maribo Pedersen
ON RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING AND EVALUATION
Actes du 4^{e} colloque international sur les systèmes éoliens
Stockholm, Suède
Septembre 1982

D-51 S. Frandsen, A.R. Trenka, B. Maribo Pedersen (Eds)
RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING: VOL 1 POWER PERFORMANCE TESTING
1. Edition
1982

D-52 J. Nitteberg (Ed.)
RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING: VOL 2 ESTIMATION OF COST OF ENERGY FROM WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS
1. Edition
1983

D-53 J.W.M. Dekker, E. Jensen, H.H. Ottens, S-E Thor, U. Hassan (Eds.)
RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING: VOL 3 FATIGUE CHARACTERISTICS
1. Edition
1984

D-54 S. Ljunggren, A. Gustafsson, A.R. Trenka (Eds.)
RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING: VOL 4 ACOUSTICS. MEASUREMENT OF NOISE EMISSION FROM WECS
1. Edition
1984

D-55 L.J. Ballard, R.H. Swansborough (Eds.)
RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING: VOL 7 QUALITY OF POWER. SINGLE GRID-CONNECTED WECS
1. Edition
1984

D-56 A.L. Gustafsson
IEA RECOMMENDED PRACTICES FOR WIND TURBINE TESTING AND EVALUATION
Rapport T1, Conférence européenne sur l'énergie éolienne
Hambourg
23-26 octobre 1984

D-57 EVALUATION OF IEA WIND ENERGY RESEARCH 1977-1981
NE 1982:8
Commission nationale suédoise pour le développement des sources d'énergie
1982

D-58 B. Pershagen, B. Maribo Pedersen, E. Kinsella
THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY WIND ENERGY COOPERATION
Rapport U1, Conférence européenne sur l'énergie éolienne
Hambourg
23-26 octobre 1984

14.5 Rapports d'entrepreneurs

E-1 TES Limited
VERTICAL AXIS WIND TURBINE TECHNICAL SUMMARY FOR 1981
TES, rapport n° C348-2
Avril 1982

E-2 TES Limited
VERTICAL AXIS WIND TURBINE AND WIND PROSPECTING SITE TECHNICAL SUMMARY FOR 1982
TES, rapport n° C414-9
Mars 1983

E-3 TES Limited
VERTICAL AXIS WIND TURBINE AND WIND PROSPECTING SITE TECHNICAL SUMMARY FOR 1983
TES, rapport n° C480-Final
Avril 1984

E-4 TES Limited
NRC VERTICAL AXIS WIND TURBINE AND WIND PROSPECTING PROGRAM: 1983 SITE TECHNICAL SUMMARY
TES, rapport n° C480-11 (Rev. 1)
Juillet 1984

E-5 TES Limited
NRC VERTICAL AXIS WIND TURBINE AND WIND PROSPECTING PROGRAM: 1984 SITE TECHNICAL SUMMARY
TES, rapport n° C561-11
Mars 1985

E-6 TES Limited
VERTICAL AXIS WIND TURBINE AND WIND PROSPECTING SITE DATA ANALYSIS: FINAL REPORT FOR 1984
TES, rapport n° C561-Final
Avril 1985

E-7 TES Limited
NRC VERTICAL AXIS WIND TURBINE AND WIND PROSPECTING PROGRAM: 1985 SITE TECHNICAL SUMMARY
TES, rapport n° C6239-11
Mars 1986

E-8 TES Limited
NRC WIND ENERGY PROSPECTING PROGRAM SUMMARY REPORT
TES, rapport n° C753-Final
Juin 1986

E-9 Association canadienne de normalisation
PSCEE, CRITÈRES DE SÉCURITÉ, DE CONCEPTION ET DE FONCTIONNEMENT
Norme préliminaire F416-M1985
1985

E-10 Association canadienne de normalisation
WECS PERFORMANCE
Norme préliminaire F417-M1986
Janvier 1986

E-11 Association canadienne de normalisation
WECS INTERCONNECTION TO THE ELECTRIC UTILITY
Norme préliminaire F418-M1986
Mars 1986

E-12 Association canadienne de normalisation
SWECS SITING GUIDELINES
Lignes directrices préliminaires F428-M1986
Août 1986

E-13 Société d'ingénierie Shawinigan Limitée
DESIGN STUDY: LARGE CAPACITY VERTICAL AXIS WIND TURBINE GENERATORS
SECL, rapport n° 5800-00-2-78
Septembre 1978

E-14 Société d'ingénierie Shawinigan Limitée
DESIGN STUDY: LARGE CAPACITY VERTICAL AXIS WIND TURBINE GENERATORS - FOLLOW-ON WORK
SECL, rapport n° 5800-00-1-78
Août 1978

E-15 Société d'ingénierie Shawinigan Limitée
PROJECT DEFINITION WORK - FOR THE ENGINEERING DEVELOPMENT, DESIGN, PROCUREMENT, CONSTRUCTION, TEST AND EVALUATION OF A PROTOTYPE 4000 SQUARE METER ROTOR SWEPT AREA, VERTICAL AXIS WIND TURBINE GENERATOR ELECTRIC POWER PLANT
SECL, rapport n° 5800-01-1-79
Juillet 1979

E-16 Société d'ingénierie Shawinigan Limitée
SUPPLEMENT TO PROJECT DEFINITION WORK (1980) - FOR THE ENGINEERING DEVELOPMENT, DESIGN, PROCUREMENT, CONSTRUCTION, TEST AND EVALUATION OF A PROTOTYPE 4000 SQUARE METER ROTOR SWEPT AREA, VERTICAL AXIS WIND TURBINE GENERATOR ELECTRIC POWER PLANT
SECL, rapport n° 5800-02-1-80
Juin 1980

E-17 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 1 - Conception de quatre EAV ordinaires
Octobre 1981

E-18 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 2 - Analyse de la hauteur du rotor
Février 1982

E-19 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 3 - Analyse de la colonne du rotor
Avril 1982

E-20 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 4 - Analyse structurale et mise au point d'un infoprogramme
Mai 1982

E-21 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 5 - Techniques d'installation
Mars 1983

E-22 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 6 - Analyse du rotor composé
Novembre 1982

E-23 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 9 - Choix d'un optimum préliminaire
Avril 1982

E-24 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY

Tâche n° 10 - Méthodes de fabrication des pales
Janvier 1984

E-25 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 11 - Solidité du rotor et étude des contrefiches
Novembre 1982

E-26 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâches n° 12, 13, 14 - Configuration de la transmission et du générateur
1982

E-27 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 16 - Analyse du palier supérieur hydraulique
Octobre 1982

E-28 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâches n° 18, 19 - Analyse et conception de la configuration optimale
Décembre 1983

E-29 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 20 - Étude de fiabilité
Mai 1984

E-30 DAF Indal Limited
TECHNOLOGY DEVELOPMENT STUDY OF VERTICAL AXIS AEROGENERATOR SYSTEMS YIELDING THE LOWEST COST OF ENERGY
Tâche n° 21 - Rapport final
Mai 1984

E-31 DAF Indal Limited
FORCED RESPONSE ANALYSIS OF VERTICAL AXIS WIND TURBINES
Avril 1983

E-32 Société d'ingénierie Shawinigan Limitée
STUDY OF LARGE WIND TURBINE GENERATORS FOR ELECTRICAL POWER GENERATION: EXECUTIVE SUMMARY
SECL, rapport n° 5845-02-2-80
Juillet 1980

E-33 GasTOPS Limited
QUASI STEADY STATE COMPUTER MODEL OF WIND/DIESEL POWER PLANTS
Rapport n° GTL-TR-19-13.2.7
29 mars 1985

E-34 GasTOPS Limited
SOFTWARE SPECIFICATION FOR COMPUTER MODELS OF WIND/DIESEL POWER PLANTS
Rapport n° GTL-TR-19-13.2.4
29 mars 1985

E-35 GasTOPS Limited
SYSTEM DESIGN FOR COMPUTER MODELS OF WIND/DIESEL POWER PLANTS
Rapport n° GTL-TR-19-13.2.2
31 mars 1985

E-36 GasTOPS Limited
VALIDATION OF WIND/DIESEL POWER PLANT COMPUTER MODEL
Rapport n° GTL-TR-19-13.2.6.1
31 mars 1985

E-37 GasTOPS Limited
USER'S MANUAL: WIND/DIESEL HYBRID POWER PLANT COMPUTER MODEL
Rapport n° GTL-TR-19-13.2.8
31 mars 1985

E-38 DAF Indal Limited
DEVELOPMENT, INSTALLATION AND TESTING OF A WIND TURBINE DIESEL HYBRID
1979

E-40 DAF Indal Limited
FURTHER DEVELOPMENT AND TESTING OF THE SUDBURY WIND DIESEL HYBRID POWER PLANT
Rapport final
3 mars 1985

14.6 Références Générales

F-1 Canada. Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
UNE STRATÉGIE DE L'ÉNERGIE POUR LE CANADA, POLITIQUE D'AUTONOMIE
Ministère des Approvisionnements et Services
Ottawa (Ontario)
1976

F-2 Canada. Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL
Octobre 1980

F-3 Sandmill Bank Research Group pour Agriculture Canada
ASSESSMENT OF WIND AS AN ALTERNATE ENERGY SOURCE FOR CANADIAN FARM OPERATIONS AND HOUSEHOLDS
Mai 1979

F-4 B.A. Paterson, D.R. Baker, N.E. Jensen
EVALUATION OF SMALL SCALE WIND TURBINES FOR PUMPING WATER IN ALBERTA
Fonds alberto-canadien de recherches sur les ressources énergétiques
Rapport ERRF n° RP. 89
1985

F-5 D.R. Baker
EVALUATION OF CSA F417 STANDARD "WECS - PERFORMANCE" AS APPLIED TO WATER PUMPING WIND TURBINES
Centre d'essais éoliens de Lethbridge
Lethbridge (Alberta)
1986

F-6 DANISH WECS STANDARD
Centre d'essais éoliens RISØ
B.P. 49, DK-4000. Roskilde, Danemark

F-7 J. Barclay, J. Oliver
THE ECONOMICS OF AND MARKET POTENTIAL FOR WIND ENERGY SYSTEMS IN CANADA
Actes de la conférence canadienne sur l'énergie éolinne '85
Ottawa (Ontario)
Décembre 1985

F-8 Kaman Aerospace Corporation
DESIGN STUDY OF WIND TURBINES, 50 kW TO 3000 kW, FOR ELECTRIC UTILITY APPLICATIONS, ANALYSIS AND DESIGN
Rapport n° ERDA/NASA - 19404-76/2
Washington (D.C.)
1976

F-9 I. Parasehivoin
DOUBLE MULTIPLE STREAMTUBE MODEL FOR DARRIEUS WIND TURBINES
Actes de la 2e DOE/NASA Wind Turbine Dynamics Workshop,
Cleveland (Ohio)
NASA CP-2185
Février 1981

F-10 WIND POWER
RESULTS AND CONCLUSIONS FROM THE SWEDISH WIND ENERGY PROGRAM
Administration nationale de l'énergie 1985:1
(En suédois avec résumé en anglais)

F-11 E.L. Petersen, I. Troen, S. Frandsen, K. Kedagaard
WIND ATLAS FOR DENMARK
Centre d'essais éoliens RISØ rapport n° 428
1981

F-12 WINDPOWER: FIVE YEAR RESEARCH PLAN 1985-1990
U.S. Department of Energy
DOE/CE-T11, UC Category:60
Janvier 1985

F-13 J.H. Strickland
THE DARRIEUS TURBINE: A PERFORMANCE PREDICTION MODEL USING MULTIPLE STREAMTUBES
Sandia National Laboratories
Rapport n° SAND 75-0431

F-14 J.H. Strickland
A VORTEX MODEL OF THE DARRIEUS TURBINE: AN ANALYTICAL AND EXPERIMENTAL STUDY
Sandian National Laboratories
Rapport n° SAND 79-7058
Février 1980

F-15 R.E. Gormont
A MATHEMATICAL MODEL OF UNSTEADY AERODYNAMICS AND RADIAL FLOW FOR APPLICATION TO HELICOPTER ROTORS
U.S. Army Air Mobility R&D Laboratory
Rapport au sujet du Boeing Vertol Contract No. DAAJ02-71-C-0045
Mai 1973

F-16 D.W. Lobitz
FORCED VIBRATION ANALYSIS OF ROTATING STRUCTURES WITH APPLICATION TO VERTICAL AXIS WIND TURBINES

Actes de la 5e Biennial Wind Energy Conference and Workshop
Rapport n° SERI/CO-635-1340
Octobre 1981

F-17 D.C. Quarton, J.G. Warren, R.S. Haines, D. Linberg
TURBULENCE INDUCED RESPONSE OF THE ORKNEY 20 m DIAMETER WTG
Eighth British Wind Energy Association Conference, Cambridge
19-21 mars 1986